

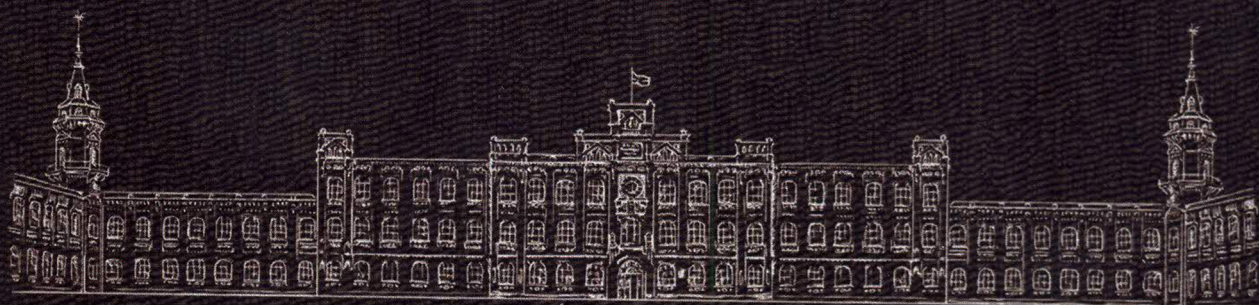


Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»



А. В. Журахівський  
С. В. Казанський  
Ю. П. Матєєнко  
О. Р. Пастух

# НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ І ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ





**Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут  
імені Ігоря Сікорського»**

**А. В. Журахівський  
С. В. Казанський  
Ю. П. Матеєнко  
О. Р. Пастух**

**НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ  
І ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

**ПІДРУЧНИК**

*Затверджено Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського  
як підручник для студентів, які навчаються за спеціальністю  
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Київ  
КПІ ім. Ігоря Сікорського  
2017

УДК 621.311.019.3(075.8)

Н 17

*Затверджено Вченою радою  
КПІ ім. Ігоря Сікорського  
(протокол № 7 від 26.06. 2017 р.)*

**Рецензенти:**

*Лежнюк П. Д.*, д-р техн. наук, проф., Вінницький національний технічний університет

*Бондаренко В. О.*, д-р техн. наук, проф., Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

*Тугай Ю. І.*, д-р техн. наук, Національна Академія наук України

**Відповідальний редактор:**

*Кирик В. В.*, д-р техн. наук, проф., Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Н 17      **Журахівський А.В.**

Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.

ISBN 978-966-622-862-1

Розглянуто основні положення теорії надійності технічних систем, подано відомості про нормативну базу щодо надійності. Наведено методи аналізу та способи забезпечення надійності електроустановок, принципи нормування та способи забезпечення надійності електричних станцій, підстанцій і електричних мереж. Розглянуто аналітичні та практичні методи оцінювання надійності елементів електроенергетичних систем. Проаналізовано особливості оцінювання надійності на різних стадіях енергетичного циклу.

Для студентів вищих навчальних закладів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Може бути корисним для фахівців, які займаються дослідженням, проектуванням та експлуатацією обладнання електроенергетичних систем та електричних мереж.

**УДК 621.311.019.3(075.8)**

**ISBN 978-966-622-862-1**

© А. В. Журахівський, С. В. Казанський,  
Ю. П. Матєєнко, О. Р. Пастух, 2017  
© КПІ ім. Ігоря Сікорського

## ЗМІСТ

<b>Передмова</b> .....	8
<b>Список скорочень</b> .....	9
<b>Вступ</b> .....	11
<b>Розділ 1. Загальні принципи аналізу, забезпечення та керування надійністю електроенергетичних систем</b> .....	15
1.1. Поняття надійності електроенергетичної системи.....	15
1.2. Загальна характеристика проблеми аналізу надійності електроенергетичних систем.....	18
1.3. Причини і наслідки порушень електропостачання споживачів.....	24
1.4. Загальні принципи забезпечення та керування надійністю електроенергетичних систем.....	31
Підсумки.....	41
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	42
<b>Розділ 2. Основні термінологічні поняття та показники надійності електроенергетичних систем</b> .....	43
2.1. Термінологічна система основних понять теорії надійності в електроенергетиці.....	43
2.2. Основні показники безвідмовності.....	53
2.3. Показники довговічності та ремонтності.....	55
2.4. Комплексні показники надійності.....	56
2.5. Резервування як спосіб забезпечення надійності.....	57
Підсумки.....	62
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	63
<b>Розділ 3. Елементи теорії ймовірностей та математичної статистики в задачах аналізу надійності</b> .....	64
3.1. Елементи теорії ймовірностей в задачах аналізу надійності.....	65
3.2. Методи математичної статистики в задачах аналізу надійності.....	82
Підсумки.....	93
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	94



<b>Розділ 4. Аналіз, нормування та забезпечення надійності електроустановок.....</b>	<b>95</b>
4.1. Моделі надійності електроустановок як невідновлюваних об'єктів.....	95
4.2. Моделі надійності електроустановок як відновлюваних об'єктів	105
4.3. Нормативні та оптимізаційні задачі надійності електроустановок на стадії проектування та в процесі експлуатації.....	118
Підсумки.....	131
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	132
<b>Розділ 5. Визначення показників надійності об'єктів з паралельно-послідовним з'єднанням елементів.....</b>	<b>133</b>
5.1. Визначення показників надійності об'єктів, які складаються з невідновлюваних резервованих елементів.....	133
5.2. Визначення показників надійності об'єктів, які складаються з відновлюваних нерезервованих елементів.....	142
5.3. Визначення показників надійності об'єктів з урахуванням примусових відключень для послідовно з'єднаних елементів.....	146
5.4. Визначення показників надійності об'єктів з урахуванням примусових відключень для паралельно з'єднаних елементів.....	149
5.5. Урахування збігу відмов та планових простоїв.....	154
Підсумки.....	158
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	159
<b>Розділ 6. Аналіз, забезпечення й оптимізація надійності електричних мереж.....</b>	<b>160</b>
6.1. Вихідні умови аналізу надійності електричної мережі.....	160
6.2. Аналіз структурної надійності простих схем електричних мереж..	169
6.3. Аналіз структурної надійності складних схем електричних мереж.	180
6.4. Метод прямого обчислення показників структурної надійності схем електричних мереж.....	188
6.5. Наближений аналіз функціональної надійності електричних мереж.....	193

6.6. Непараметричне оцінювання надійності електричних мереж та систем електропостачання.....	198
6.7. Забезпечення надійності електричних мереж на стадії проектування.....	204
6.8. Забезпечення надійності електричних мереж в умовах експлуатації.....	209
6.9. Оптимізаційні задачі надійності електричних мереж.....	215
Підсумки.....	220
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	221
<b>Розділ 7. Аналіз і забезпечення надійності електростанцій та підстанцій.....</b>	<b>222</b>
7.1. Надійність покриття електростанцією заданого графіка навантаження.....	222
7.2. Аналіз надійності схем розподільних установок електростанцій та підстанцій.....	229
7.3. Аналіз надійності живлення власних потреб електростанцій та підстанцій.....	237
7.4. Принципи аналізу надійності систем блискавкозахисту розподільних установок.....	244
7.5. Забезпечення надійності електричної частини електростанцій та знижувальних підстанцій.....	250
Підсумки.....	256
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	257
<b>Розділ 8. Розрахунки показників надійності об'єктів електроенергетичних систем.....</b>	<b>258</b>
8.1. Таблично-логічний метод розрахунку показників надійності головних схем електричних з'єднань електростанцій та підстанцій.....	258
8.2. Розрахунок показників надійності електростанцій, теплових мереж та енергокомпаній.....	281
8.3. Логіко-аналітичний метод розрахунку показників надійності схем електричних з'єднань знижувальних підстанцій.....	304
Підсумки.....	328
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	329



<b>Розділ 9. Основні напрями аналізу надійності електроенергетичних систем та енергооб'єднань.....</b>	<b>330</b>
9.1. Аналіз балансової надійності концентрованих енергосистем.....	331
9.2. Аналіз балансової надійності неконцентрованих електроенергетичних систем та енергооб'єднань.....	341
9.3. Принципи аналізу режимної надійності енергооб'єднань.....	353
9.4. Особливості аналізу перехідної надійності електроенергетичних систем.....	358
Підсумки.....	363
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	364
<b>Розділ 10. Забезпечення надійності електроенергетичних систем та енергооб'єднань на стадії керування розвитком.....</b>	<b>365</b>
10.1. Розвиток потужностей системи генерування електроенергії.....	366
10.2. Визначення величини резервів потужності електроенергетичних систем та енергооб'єднань.....	370
10.3. Забезпечення стійкоздатності енергооб'єднань посиленням міжсистемних зв'язків.....	380
10.4. Підвищення живучості енергооб'єднань засобами протиаварійної автоматики.....	385
10.5. Підвищення надійності енергооб'єднань посиленням їх режимної керованості.....	389
10.6. Нормативи надійності в задачах розвитку електроенергетичних систем.....	393
Підсумки.....	398
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	399
<b>Розділ 11. Забезпечення надійності електроенергетичних систем та енергооб'єднань на стадії експлуатації.....</b>	<b>400</b>
11.1. Урахування вимог надійності під час планування енергетичних режимів.....	401
11.2. Урахування вимог надійності під час планування електричних режимів.....	409

11.3. Оперативне керування надійністю поточних режимів електроенергетичних систем.....	416
11.4. Підвищення кваліфікації та виробничої дисципліни експлуатаційного персоналу.....	421
11.5. Формування автоматизованої системи керування надійністю в електроенергетиці.....	424
Підсумки.....	427
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	428
<b>Розділ 12. Економічні основи оцінювання надійності в енергетиці.....</b>	<b>429</b>
12.1. Вплив ринкових перетворень в енергетичній галузі на надійність електропостачання.....	429
12.2. Оперативне оцінювання надійності електропостачання в умовах ринкових відносин.....	433
12.3. Економічне оцінювання збитків через зниження надійності електропостачання.....	441
Підсумки.....	447
Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи.....	449
<b>Список використаної та рекомендованої літератури.....</b>	<b>450</b>
<b>Предметний покажчик.....</b>	<b>453</b>



## ПЕРЕДМОВА

Підтримання надійної роботи обладнання електроенергетичних систем і електричних мереж є загальнонаціональним стратегічним завданням, яке впливає на економічну безпеку держави.

Випускники вищих навчальних закладів електроенергетичного профілю мають чітко розуміти суть цієї проблеми, вміти шляхом відповідного аналізу оцінювати фактичний рівень і знати способи та засоби забезпечення надійності електроенергетичних систем, їх підсистем та енергооб'єктів.

Проблема оцінювання та забезпечення надійності електроенергетичних систем і електричних мереж має комплексний характер, проте у навчальних дисциплінах, які вивчають студенти спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», проблеми аналізу і забезпечення надійності здебільшого розглядаються лише побіжно на рівні ознайомлення з окремими аспектами. Недостатня увага до питань надійності функціонування електроенергетичних систем та їх окремих елементів у процесі підготовки студентів значною мірою зумовлена відсутністю систематизованого викладу цих питань у навчальній та спеціалізованій технічній літературі. Зокрема за часів незалежної України не було опубліковано жодного україномовного підручника з надійності електроенергетичних систем і електричних мереж, який би містив результати сучасних досліджень із зазначеної тематики включно із чинними національними та європейськими стандартами з питань надійності. Це дуже істотний недолік системи підготовки спеціалістів-електроенергетиків, який потребує якнайшвидшого вирішення.

Пропонований підручник заповнює певною мірою цю прогалину. Матеріал підручника є результатом співпраці фахівців Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» та Національного університету «Львівська політехніка» і узагальнює зміст двох навчальних посібників з надійності електроенергетичних систем і електричних мереж, виданих у 2011 році у НТУУ «КПІ» та у 2012 році у НУ «Львівська політехніка».

Автори щиро вдячні колегам та рецензентам за цінні зауваження і рекомендації щодо вдосконалення окремих розділів рукопису підручника.

## СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АВВС – автоматичне відвернення втрати стійкості  
АВР – автоматичне введення резерву  
АЕС – атомна електрична станція  
АПАК – автоматичне протиаварійне керування  
АПВ – автоматичне повторне вмикання  
АСДК – автоматизована система диспетчерського керування  
АСК ТП – автоматизована система керування технологічним процесом  
АТБ – автотрансформатор блоковий підвищувальний  
АТЗ – автотрансформатор зв'язку  
АЧР – автоматичне частотне розвантаження  
ВГ – вимикач генераторний  
ВН – вища напруга  
ВРДО – введення режиму в допустиму область  
ГАЕС – гідроакумулювальна електрична станція  
ГЕС – гідравлічна електрична станція  
ГТЕС – газотурбінна електрична станція  
ДЖ – джерело живлення  
ДРП – джерело реактивної потужності  
ЕЕС – електроенергетична система  
ЕМ – електрична мережа  
ЕОМ – електронно-обчислювальна машина  
ЕРС – електрорушійна сила  
ЕС – електрична станція  
ЄЕС – єдина електроенергетична система  
ІОС – інформаційно-обчислювальна система  
КЗ – коротке замикання  
ЛЕП – лінія електропередачі  
НКРЕКП – національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг  
НН – нижча напруга



НТЦ – навчально-тренувальний центр  
НО – непараметричне оцінювання надійності  
ОДЖ – основне джерело живлення  
ОЕС – об’єднана електроенергетична система  
ОІК – оперативно-інформаційний комплекс  
ОРЕ – оптовий ринок електричної енергії  
ПАА – протиаварійна автоматика  
ПЕК – паливно-енергетичний комплекс  
ПТЕ – правила технічної експлуатації  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок  
ПС – підстанція  
РДЖ – резервне джерело живлення  
РЗА – релейний захист і автоматика  
РЕМ – районна електрична мережа  
РПН – регулювання напруги під навантаженням  
РУ – розподільна установка  
САВН – спеціальна автоматика вимикання навантаження  
СН – середня напруга  
ТЕС – теплова електрична станція  
ТЕЦ – теплоелектроцентрально (теплофікаційна електрична станція)  
ТОП – тренажер оперативних перемикачів  
ТОР – технічне обслуговування і ремонти  
ТР – тренажер режимний  
ЦЖ – центр живлення

## ВСТУП

Дисципліна «Надійність електроенергетичних систем» – одна з найважливіших у навчальній програмі підготовки інженерів-електротехніків. Її викладання передбачено в усіх вищих навчальних закладах України студентам спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (відповідних електроенергетичних спеціалізацій) усіх форм та видів навчання.

Теорія надійності як самостійна наукова дисципліна виникла в 50-х роках ХХ століття. Основним її завданням є розроблення та дослідження методів забезпечення ефективності роботи різних об'єктів (виробів, пристроїв, систем) у процесі їх проектування, виготовлення та подальшої експлуатації. Теорія надійності також установлює та вивчає кількісні характеристики надійності й досліджує зв'язок між показниками надійності та економічності.

Теорія надійності ґрунтується на таких математичних дисциплінах, як теорія ймовірностей, математична статистика, теорія масового обслуговування, теорія графів, математичне програмування.

Розрізняють два напрями підвищення надійності: підвищення надійності елементів, з яких складається об'єкт, та створення об'єктів з високим рівнем надійності, які складаються з порівняно ненадійних елементів, з використанням різних видів резервування.

Максимальної ефективності в підвищенні надійності можна досягти раціональним поєднанням цих двох напрямів.

Апарат теорії надійності, розроблений для технічних систем загалом, можна застосовувати і для електроенергетичних систем з урахуванням деяких особливостей, до яких, зокрема, належать:

- неперервність і нерозривність процесу вироблення, передавання та споживання електричної енергії;
- багатоцільове використання електричної енергії та наявність споживачів з різними вимогами до якості й надійності електропостачання;
- відсутність або достатньо мала ймовірність повної відмови електричної системи загалом;
- неперервний розвиток електроенергетичної системи в часі та за територією.



В електроенергетиці зазвичай розрізняють два види завдань, які вирішують з урахуванням надійності: завдання аналізу та завдання синтезу. До завдань аналізу надійності належать кількісне оцінювання показників надійності елементів і систем, оцінювання надійності електропостачання споживачів за відомих параметрів, режимів і конфігурації електричних систем. Завдання синтезу надійності полягають у виборі раціональних рішень під час планування, проектування, спорудження та подальшої експлуатації електроенергетичних систем, а також під час виготовлення устаткування, що забезпечує бажаний рівень надійності.

За характером урахування надійності в енергетиці розрізняють такі завдання:

- концептуальні, що полягають у визначенні місця та обсягу задач надійності в керуванні розвитком і режимами електроенергетичної системи;
- інформаційні – полягають у збиранні, реєстрації, опрацюванні та обробленні статистичних даних про відмови устаткування;
- функціональні, що полягають у розрахунку показників надійності електропостачання споживачів і відповідних показників структури, параметрів та режимів електричної системи;
- нормативні, що полягають у з'ясуванні критеріїв і показників надійності, їх нормативних значень, а також в установленні вимог до надійності;
- оптимізаційні, що полягають у прийнятті економічно обґрунтованих технічних рішень під час проектування, спорудження та експлуатації електричних мереж та систем.

Основні завдання теорії надійності, які вирішують під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем, такі:

- вибір принципів побудови електроенергетичних систем і схем електропостачання споживачів;
- вибір режиму роботи електроенергетичної системи та складу працюючого устаткування;
- розроблення структури, вибір і розміщення засобів керування електроенергетичною системою або її елементами в аварійних умовах;

- вибір технології виробництва, що забезпечує мінімізацію наслідків порушення режиму електропостачання для різних категорій споживачів;
- вибір оптимальної конструкції та номенклатури устаткування;
- виявлення зон (ділянок) електричних мереж з порівняно низькою надійністю та розроблення заходів для підвищення надійності;
- оцінювання ефективності обслуговування обладнання електроенергетичних систем;
- визначення оптимальних термінів проведення перевірок і ремонтів, складання графіків капітального та поточного ремонтів основного устаткування.

Відомі різноманітні технічні засоби підвищення надійності, за допомогою яких ліквідують аварії або запобігають їх розвитку в електроенергетичних системах. Це, зокрема, релейний захист від коротких замикань; автоматичне повторне вмикання (АПВ); автоматичне введення резерву (АВР); автоматичне частотне розвантаження (АЧР) тощо. Крім того, широко застосовують спеціальні режимні заходи, спрямовані на підвищення надійності обладнання електричних мереж, такі як плавлення ожеледі на проводах ліній електропередачі, робота у неповнофазних режимах; а також спеціальні експлуатаційні заходи для підвищення надійності обладнання, зокрема оснащення сучасними автоматизованими системами керування, контролю та діагностики стану обладнання, що дають змогу мінімізувати збитки від аварій та відмов у електроенергетичних системах.

Набуття основ теоретичних знань та методології аналізу надійності обладнання електроенергетичних систем і мереж на стадії проектування та в процесі експлуатації – обов'язковий елемент підготовки сучасного інженера-електротехніка.

Дисципліна «Надійність електроенергетичних систем» належить до циклу професійної підготовки за освітньо-кваліфікаційним ступенем «бакалавр» та має на меті набуття знань з технології експлуатації електрообладнання з метою вирішення завдання підвищення ефективності функціонування електроенергетичних систем і електричних мереж.

Завданням вивчення дисципліни «Надійність електроенергетичних систем» є глибоке оволодіння теорією, нормативною базою та технологію застосування новітніх методів забезпечення надійної та безпечної експлуатації обладнання електроенергетичних систем і електричних мереж.

Технологічне спрямування дисципліни «Надійність електроенергетичних систем» полягає в тому, щоб надати майбутнім спеціалістам початкове орієнтування в тому широкому колі питань, які необхідно вирішувати в процесі експлуатації обладнання електричних мереж і систем.

Практичне спрямування дисципліни «Надійність електроенергетичних систем» полягає у тому, щоби допомогти студентам набути практичні навички у галузі застосування новітніх технологій надійної та безпечної експлуатації електрообладнання.

Головна мета складання підручника – ознайомлення майбутніх фахівців у галузі електроенергетики із сучасними технологіями аналізу, визначення параметрів, забезпечення та керування надійністю на всіх стадіях електроенергетичного циклу.

Підручник складається з 12 розділів, у яких висвітлено весь спектр питань аналізу, нормування, забезпечення й оптимізації надійності електроустановок, електричних мереж, електростанцій та підстанцій, електроенергетичних систем та енергооб'єднань на стадіях проектування та експлуатації, а також під час керування їх розвитком. Кожен розділ містить відповідні теоретичні положення, які проілюстровано докладними прикладами розрахунків, підсумки викладеного матеріалу, а також контрольні запитання та завдання для самостійної роботи.

Значну частину фактичного матеріалу підручника автори запозичили з джерел, зазначених у списку використаної літератури. Враховуючи навчальне призначення книги, посилання на бібліографічні джерела даються у тексті тільки в разі особливої потреби. Багато важливих для інженерної практики питань автори трактують з позицій їх власного бачення оптимального вирішення проблеми забезпечення надійності електроенергетичних систем.

## **РОЗДІЛ 1**

### **ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ АНАЛІЗУ, ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА КЕРУВАННЯ НАДІЙНІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

#### **1.1. Поняття надійності електроенергетичної системи**

*Електроенергетична система (ЕЕС, англ. electrical power system)* – сукупність електрообладнання енергетичної системи та об’єднаних загальним режимом споживачів електричної енергії, які становлять єдине ціле [1].

Об’єднана електроенергетична система (ОЕС) України складається з регіональних ЕЕС і функціонує як єдине ціле по всій території держави. Сумарна встановлена потужність електростанцій (ЕС) ОЕС України становить понад 50 млн. кВт, а її системотвірна електрична мережа (ЕМ) сформована з ліній електропередачі (ЛЕП) напругою 220–750 кВ. Концентрація потужного устаткування на ЕС та підстанціях (ПС), наявність потужних ЛЕП призводить до того, що порушення функціонування сучасних ЕЕС супроводжується великими економічними збитками та негативними соціальними наслідками.

Вирішення проблеми забезпечення надійності ЕЕС – надзвичайно складне завдання. Труднощі його вирішення зумовлені складністю устаткування, процесів та структури ЕЕС, необхідністю неперервного контролю та ефективного керування технологічними процесами, різноманітністю експлуатаційних режимів, можливістю виникнення аварій, здатних набувати складних форм, необхідністю підтримання відповідного рівня резервування, а також характерною для України та інших пострадянських держав застарілістю та зношеністю основних фондів.

Проблема забезпечення надійності ЕЕС є проблемою державного рівня, і тому для її розв’язання залучено значні наукові та інженерні сили. Завдання аналізу, забезпечення та керування надійністю в електроенергетиці розв’язують фахівці проектних, експлуатаційних і ремонтно-налагоджувальних організацій, апарато- та електромашинобудівних заводів, а також співробітники науково-дослідних та навчальних закладів електроенергетичного профілю.



Надійність ЕЕС визначають, виходячи із загального визначення надійності технічного об'єкта, як його властивості виконувати задані функції в заданому обсязі у певних умовах функціонування [2].

**Об'єкт** (англ. *item*) – система, споруда, машина, підсистема, апаратура, функціональна одиниця, пристрій, елемент чи будь-яка їх частина, що розглядається з погляду надійності як самостійна одиниця.

**Надійність** (англ. *dependability*) – властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування.

**Аналіз надійності** (англ. *dependability analysis*) – систематизоване дослідження з метою визначення впливу на надійність об'єкта особливостей конструкції, технологічних процесів виробництва, умов експлуатації, технічного обслуговування та ремонту, а також визначення досягнутого рівня надійності при виконанні запланованих заходів щодо забезпечення і підвищення надійності та оцінка ефективності цих заходів.

Першою заданою функцією ЕЕС є її функція за призначенням, тобто постачання споживачам електроенергії. З виконанням цієї функції пов'язують надійність ЕЕС у вузькому розумінні.

**Надійність ЕЕС (у вузькому розумінні)** – це її властивість виконувати безперебійне в часі та необмежуване у межах встановлених обсягів постачання споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів.

Надійність ЕЕС у широкому розумінні пов'язують з виконанням двох функцій: названої функції за призначенням та функції, зумовленої фактом існування ЕЕС. Виконання другої функції полягає в тому, що ЕЕС зобов'язана не створювати ситуацій, небезпечних для людей і навколишнього середовища. У цій другій функції проявляється безпека ЕЕС як одинична властивість її надійності.

ЕЕС має постачати електроенергію споживачам неперервно і дотримуватися вимог щодо обсягів постачання та якості електроенергії. Орієнтуючись на критерії відмов, можна стверджувати, що відмовою ЕЕС є будь-яка перерва в електропостачанні чи обмеження живлення частини споживачів.

Вимоги щодо якості електроенергії регламентують відповідними нормативними показниками. Проте дотримання нормативних показників якості не є критерієм відмови. За порушення норм якості електроенергії електропостачальна організація виплачує споживачам компенсацію збитків, але ці витрати не стосуються надійності.

Критерієм відмови ЕЕС з погляду якості електроенергії є вихід її параметрів за технічно допустимі межі, коли не спроможні працювати електроустановки споживача або не може існувати режим системи. Технічно допустимі параметри встановлені для напруги і частоти. У вузлах навантаження допустиму напругу визначають за нормативними запасами статичної стійкості навантаження за напругою. Вони становлять 15 % у нормальних та обтяжених режимах і 10 % у вимушених (післяаварійних) режимах. Допустиме значення частоти знаходиться в межах 49,0...50,5 Гц, бо за межами цього діапазону частот не може працювати устаткування власних потреб ЕС, яке є найчутливішим до її змін.

Отже, у вузькому розумінні необхідними та достатніми умовами надійної роботи ЕЕС є безперебійність живлення споживачів, відсутність обмежень електропостачання у межах встановлених обсягів і відпуск споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів.

У загальному випадку необхідні та достатні умови надійної роботи ЕЕС містять ще і вимоги безпеки. Тому в широкому розумінні надійність ЕЕС визначають таким чином.

***Надійність ЕЕС (у широкому розумінні)*** – це її властивість виконувати безперебійне в часі та необмежуване у межах встановлених обсягів постачання споживачам електроенергії технічно допустимих параметрів і не допускати ситуацій, небезпечних для людей і довкілля.

Вимога безпеки, врахована у визначенні надійності ЕЕС, передбачає врахування тих небезпечних для людини і навколишнього середовища ситуацій, які виникають у результаті відмов, а не в умовах нормального функціонування системи. Виникнення небезпечних ситуацій за умов відсутності відмов пов'язано з низьким рівнем технічної досконалості об'єкта і відношення до надійності його роботи не має.

## 1.2. Загальна характеристика проблеми аналізу надійності електроенергетичних систем

Проблема аналізу надійності ЕЕС багатопланова, проте можна виділити три основні площини, в яких вона розв'язується:

- **теоретична** (розроблення та вдосконалення методів аналізу);
- **практична** (розроблення та впровадження заходів щодо забезпечення надійності);
- **організаційна** (створення системи керування надійністю).

Завдання аналізу, забезпечення та керування надійністю ЕЕС взаємопов'язані. Їх розв'язання надзвичайно складне через складність самих ЕЕС як систем кібернетичного типу.

Ефективний аналіз надійності ЕЕС можливий лише за умови врахування всіх особливостей процесу їх функціонування, який на відміну від процесів функціонування інших технічних об'єктів, характеризується неперервною зміною станів системи та існуванням у ній цілого спектра різних режимів.

У нормальних умовах роботи ЕЕС генерувальні агрегати, ЛЕП та устаткування ПС періодично виводять в ремонт або в резерв і вводять у дію. Окремі електроустановки переводять з робочого в неробочий стан і навпаки під час режимних змін у системі внаслідок зменшення навантаження до мінімуму та подальшого його збільшення до максимуму. ЕЕС після втрати окремих зв'язків в умовах наявності дефіцитів потужності ЕС чи енергоресурсів може перейти в обтяжений (утруднений) режим роботи.

Аварійні режими ЕЕС формуються по-особливому. У випадкових місцях території та у випадкові моменти часу виникають відмови елементів системи, спостерігаються збіги відмов, стаються аварії. У таких випадках настають перерви електропостачання окремих споживачів або їх груп, вузлів навантаження, обмеження в забезпеченні електроенергією значної частини споживачів.

Втрати окремих важливих зв'язків ЕЕС, глибокі порушення балансів її потужності, відмови засобів автоматичного керування режимами, помилки оперативно-диспетчерського персоналу можуть спричинити формування важких системних аварій і непередбачувані за наслідками зміни структури та енергетичного стану системи.

На функціонування ЕЕС істотно впливає система керування технологічними процесами, а особливо – автоматизована система диспетчерського керування (АСДК). Оперативно-диспетчерський персонал і засоби автоматики відновлюють схему та режими ЕЕС у разі їх порушення, локалізують та ліквідують аварії, нормалізують обтяжені та післяаварійні режими, тобто сприяють створенню нормальних умов протікання режимів та їх стабілізації. Ефективні АСДК – важливий чинник забезпечення надійної роботи ЕЕС у нормальних та аварійних режимах.

Надійність ЕЕС аналізують імовірнісними методами, оскільки відмови елементів ЕЕС і наслідки відмов мають випадковий характер. У загальній теорії надійності розроблено методи аналізу надійності технічних об'єктів, проте ці методи не завжди придатні для задач електроенергетики. Для ЕЕС розроблено специфічні методи аналізу, які враховують всю сукупність особливостей їх функціонування та насамперед особливості зміни станів і формування аварійних режимів.

Розроблення заходів щодо забезпечення надійності ЕЕС передбачає врахування не тільки умов їх функціонування, але й розвитку. З розвитком ЕЕС змінюється структура та пропускна здатність електричних мереж (ЕМ), потужності та характеристики ЕС. Усі рішення щодо розвитку ЕЕС приймають з урахуванням чинника надійності.

Під час експлуатації та на різних стадіях розвитку прагнуть забезпечити оптимальний рівень надійності. Підвищення рівня надійності ЕЕС досягають за рахунок певних економічних витрат на встановлення резервного устаткування, ускладнення структури її схеми, підвищення якості обслуговування тощо.

Зниження рівня надійності спричиняє збільшення кількості відмов і призводить до збільшення витрат на відновлювальні роботи та збільшення величини збитків від порушень електропостачання споживачів. Оптимальний рівень надійності відповідає мінімуму зведених витрат по ЕЕС.

Ефективному розв'язанню питань оптимізації надійності заважає та обставина, що заподіювані споживачам збитки від недовідпущення електроенергії трудно оцінити точно через недосконалість методів їх визначення. Крім того, порушення електропостачання часто має соціальні та інші наслідки, які принципово не можуть оцінюватися величиною збитків. Ці труднощі оптимізації долають через використання нормативів надійності.



Суть нормування полягає у розробленні заздалегідь сформульованих вимог до значень показників надійності елементів та підсистем ЕЕС, до значень параметрів систем захисту електроустановок, до умов електропостачання споживачів (категоріювання), до структури ЕМ, до запасів стійкості тощо. Норми встановлюють такими, щоб їх дотримання забезпечувало достатній рівень надійності. Нормативний підхід унеможлиблює у практиці проектування та експлуатації самовільні рішення. Він доцільний в умовах невизначеності чи недостатньої достовірності вихідної інформації, масовості однотипних рішень і дає змогу виконувати оптимізацію за критерієм мінімуму зведених витрат без врахування величини збитків.

Керування надійністю передбачає регулярний поточний контроль за станом надійності ЕЕС, прогнозування рівня надійності на близьку і далеку перспективу, контроль за розробленням та впровадженням заходів щодо забезпечення надійності, раціональне планування цих заходів з метою досягнення максимальної їх ефективності, організацію роботи служб та відділів енергетичних підприємств з питань забезпечення надійності, організацію роботи з персоналом щодо підвищення його кваліфікації та виробничої дисципліни, формування інформаційного забезпечення власного та вищих рівнів керування для розв'язання задач надійності тощо.

Методи оцінювання та прогнозування надійності можуть забезпечити правильні результати досліджень у разі наявності об'єктивних вихідних даних. Їх отримують, обробляючи статистичний матеріал пошкоджуваності устаткування та пристроїв керування в умовах експлуатації. Досвід експлуатації є важливою інформаційною базою для досліджень надійності ЕЕС. У системі керування надійністю ланка збирання та оброблення статистичних даних про відмови є обов'язковою.

Усе вищевикладене показує, що вирішення питань аналізу, забезпечення та керування надійністю ЕЕС потребує розв'язання цілого комплексу завдань. Усю їх сукупність можна розділити на такі класи:

- **концептуальні завдання** (визначення місця та обсягу задач надійності в загальній проблемі експлуатації та керування розвитком ЕЕС, розроблення системи показників надійності та концепції аналізу і забезпечення надійності ЕЕС);

- **інформаційні завдання** (реєстрація, збирання та оброблення статистичних даних про відмови електроустановок і про наслідки порушень електропостачання споживачів, створення баз даних для електронно-обчислювальних машин (ЕОМ) автоматизованих систем проектування та диспетчерського керування);
- **функціональні завдання** (оцінювання фактично досягнутого чи прогнозованого ступеня надійності ЕЕС на різних часових, територіальних, ситуативних та структурно-функціональних рівнях, декомпозиція загальної задачі аналізу надійності функціонування ЕЕС);
- **нормативні завдання** (вироблення експлуатаційних та проектних рішень стосовно ЕЕС з урахуванням чинника надійності на основі підтверджених практикою нормативів, розроблення самих нормативів);
- **оптимізаційні завдання** (вироблення експлуатаційних та проектних рішень стосовно ЕЕС з урахуванням чинника надійності на основі критеріїв економічної ефективності).

Оптимізаційні та нормативні завдання надійності в цьому списку є головними і вирішуються з метою безпосереднього забезпечення надійності роботи ЕЕС. Усі попередні класи завдань виконують вторинні функції, вони формують необхідну вхідну інформацію, підходи та методи аналізу, які уможливають розв'язання оптимізаційних та нормативних завдань.

Отже, проблема надійності в електроенергетиці охоплює широке коло питань, пов'язаних з вивченням статистики відмов та їх наслідків, з аналізом фактичного рівня надійності, з прогнозуванням, нормуванням та оптимізацією надійності роботи ЕЕС. Для електроустановок ЕЕС і пристроїв захисту та керування ці завдання вирішують на стадіях розроблення, виготовлення та експлуатації, а для ЕЕС загалом – на різних територіальних, часових, ситуативних та структурно-функціональних рівнях.

Завдання аналізу і забезпечення надійності розв'язують по-різному для ЕМ, ЕЕС та їхніх об'єднань. На кожному з цих територіальних рівнів існує своя специфіка вирішення проблем надійності, використовуються різні методи аналізу, розглядаються різні грані процесу функціонування, розробляються різні заходи щодо забезпечення надійності. Для ЕМ надійність функціонування визначається переважно їх структурою, для ЕЕС – роботою генерувальної частини, а для об'єднань ЕЕС – процесом формування системних аварій.

З усіх часових рівнів найвідповідальнішими з погляду забезпечення надійності ЕЕС є проектування їх розвитку і планування режимів. У табл. 1.1 наведено основні оптимізаційні задачі забезпечення надійності, які розв'язують на цих часових рівнях. Це задачі схемного та режимного характеру, які розв'язують з урахуванням чинника надійності.

Таблиця 1.1

### Основні оптимізаційні задачі забезпечення надійності ЕЕС

Часовий рівень керування	
проектування розвитку	планування режимів
1. Вибір (оптимізація) структури і параметрів електроустановок	1. Вибір складу працюючого устаткування та розроблення оперативної схеми ЕМ
2. Вибір (оптимізація) схеми ЕМ, головних схем ЕС і ПС, пропускної спроможності зв'язків	2. Розподілення резервів потужності між районами системи та між увімкненою та неувімкненою складовими
3. Визначення величини резерву активної потужності та його розміщення в системі	3. Складання графіків капітальних і поточних ремонтів основного устаткування ЕС і ПС
4. Розроблення структури, вибір та розміщення засобів керування системою в аварійних режимах	4. Визначення алгоритмів дії та параметрів спрацювання засобів автоматичного протиаварійного керування (АПАК)

Важливим часовим рівнем розв'язання завдань забезпечення надійності є рівень оперативного керування. Тут важливо забезпечити надійність поточної роботи ЕЕС. Тому поточні режими неперервно контролюють та оцінюють з погляду надійності за певними критеріями:

- допустимості параметрів режиму;
- запасів стійкості паралельної роботи частин системи;
- узагальнених показників надійності та інших показників.

Якщо дані контролю показують зниження рівня надійності роботи ЕЕС, то необхідно переходити на новий режим, який з погляду надійності має переваги порівняно з поточним режимом. Перспективний режим вибирається за допомогою швидкодійних цифрових моделей, які дають змогу проаналізувати кілька можливих варіантів режиму і вибрати серед них найнадійніший. Швидкість дії моделей має бути такою, щоб вибір перспективного режиму та перехід до нього здійснювалися в темпі технологічного процесу, тобто до моменту настання в системі поточних змін.

Задачі забезпечення надійності на часовому рівні оперативного керування вирішують у нормальних, обтяжених, аварійних та післяаварійних режимах, тобто вони підлягають ситуативному поділові.

Оперативні зміни схеми та режимів ЕЕС персонал виконує згідно з рекомендаціями інструкцій та власним досвідом за допомогою електронно-обчислювальних машин (ЕОМ), які використовують для аналізу надійності усталених режимів, або під час оперативної ліквідації персоналом аварійних режимів. Вже тепер диспетчери вищих рівнів керування використовують моделі-порадники для оцінювання допустимості режимів з малими запасами стійкості та моделі-порадники для введення режиму в задану область.

Структурно-функціональні рівні ЕЕС – це генерувальна частина системи, системотвірні мережі, живильні та розподільні мережі, окремі енергооб'єкти (ЕС, ПС, міжсистемні зв'язки, далекі електропередачі). Ці підсистеми ЕЕС виконують конкретні функції в системі генерування, обміну, передавання та розподілу електроенергії. Для них проблема аналізу і забезпечення надійності часто розглядається індивідуально. Окремий розгляд зумовлений різницею в методах аналізу надійності та способах її забезпечення, а деколи – виробничою чи розрахунковою необхідністю. Наприклад, для ЕС конкретну зацікавленість являють показники надійності покриття станцією заданого графіка навантаження.

Важливим чинником забезпечення надійності електроустановок та енергооб'єктів є поточна технічна експлуатація. Вона має забезпечити кваліфікований догляд за устаткуванням, ефективне діагностування технічного стану електроустановок, раціональне планування і дотримання графіків ремонтів та випробувань, високу якість усіх видів профілактичних та ремонтних робіт, безпомилкове виконання персоналом оперативних перемикань у схемах енергооб'єктів. На стадіях планування та монтажу енергооб'єктів закладається тільки бажаний рівень надійності. Від того, як організована і провадиться технічна експлуатація, як виконується керування режимами залежить ступінь наближення експлуатаційної надійності до закладених в ЕЕС можливостей.



### 1.3. Причини і наслідки порушень електропостачання споживачів

Порушення електропостачання споживачів виникають, коли припиняється або обмежується їх живлення з вини електропостачальної організації внаслідок відмови деякого електроенергетичного елемента чи об'єкта. Такі відмови зазвичай є наслідком виникнення інших подій, які виникають в ЕЕС і до яких належать:

- короткі замикання (КЗ) і пошкодження електроустановок (дефекти, старіння ізоляції, дії перенапруг, механічні пошкодження тощо);
- хибна робота та відмови пристроїв релейного захисту і автоматики (РЗА), систем керування та засобів регулювання режимів;
- помилки експлуатаційного персоналу під час оперативних перемикань чи під час ліквідації аварій;
- виникання дефіцитів енергоресурсів (спрацювання водних запасів, недопоставки чи погіршення якості палива).

Первинні збурення змінюють схему та режими ЕЕС і спричиняють тим самим порушення електропостачання споживачів. Проте первинні збурення не завжди призводять до відмови ЕЕС. Наприклад, аварійне вимикання одного з трансформаторів ПС, вимикання однієї з ліній кільця тощо не обов'язково порушують електропостачання споживачів.

Розглянемо докладніше види відмов ЕЕС (термінологічні визначення відмови та інших показників та параметрів надійності буде розглянуто нижче).

Відмови ЕЕС умовно можна поділити на прості та складні.

**Прості відмови** пов'язані з аварійними вимиканнями елементів системи або погіршенням умов її функціонування. Як приклади простих відмов можна назвати:

- пошкодження окремих ЛЕП або устаткування ПС, що спричиняють перерви чи обмеження електропостачання споживачів;
- відмови окремих генерувальних агрегатів ЕС, які за відсутності достатнього резерву потужності призводять до обмеження електропостачання споживачів;
- спрацювання гідроресурсів у періоди сухої погоди, наслідком чого стає недовідпуск електроенергії споживачам у години максимуму навантаження.

Відмови елементів ЕЕС кількісно характеризують ймовірністю їх виникання. Ймовірність відмови елемента можна визначити способами «відношення випадків» або «відношення мір».

Способом «відношення випадків» користуються, наприклад, для пристроїв релейного захисту й автоматики. Статистична ймовірність відмови пристрою дорівнює відношенню числа відмов  $n$  до загального числа спрацювань  $N$  за період спостереження.

Способом «відношення мір» користуються для елементів структури ЕЕС (ЛЕП, трансформаторів, вимикачів). Статистична ймовірність відмови елемента структури ЕЕС дорівнює відношенню часу аварійного простою  $t$  за період спостереження до тривалості  $T$  цього періоду. Отже, ймовірність відмови  $F$  елемента ЕЕС визначають по-різному, залежно від його функцій у системі.

$$p = n / N \vee t / T. \quad (1.1)$$

Для елементів структури ЕЕС розрізняють відмови типу «розрив» і типу «коротке замикання». Для силових елементів ЕЕС характерні відмови типу «розрив», бо під час пошкоджень вони вимикаються та виводяться зі схеми. Відмова комутаційного апарата – це відмова типу «коротке замикання», бо після втрати його працездатності необхідно вимикати вимикачі суміжних ділянок, тобто розривається не одна, а декілька ділянок структури ЕЕС.

**Складні відмови** пов'язані з несприятливими збігами відмов різних елементів ЕЕС внаслідок випадковості, стихійних явищ, неправильної дії чи відмов систем керування і захисту, помилок персоналу. Складні відмови особливо небезпечні для основних мереж ЕЕС, оскільки вони набувають тут переважно вигляду аварій і можуть призводити до глибоких порушень режимів та схем. Аварії в ЕЕС локалізуються та ліквідуються оперативним персоналом і засобами автоматики, проте часто виходять з-під контролю і розвиваються каскадним способом у важкі ланцюжкові форми, спричиняючи множинні вимикання споживачів, відокремлення деяких ЕС від системи і навіть повне припинення електропостачання великих районів.

ЕЕС протидіють впливові збурень, бо характеризуються певним рівнем живучості.

**Живучість** (англ. *survivability*) – властивість об'єкта зберігати обмежену працездатність в умовах зовнішніх діянь, що призводять до відмов його складових [2].

Для ЕЕС поняттям живучості будемо вважати здатність протистояти збуренням, не допускаючи виникнення аварій та їхнього каскадного розвитку, який зумовлює множинні порушення живлення споживачів.

Підвищення рівня живучості, якого досягають посиленням резервування потужності та структури системи, зростанням ефективності засобів автоматичного протиаварійного керування (АПАК), поліпшенням режимної керованості тощо сприятливо відбивається на функціонуванні ЕЕС. Зниження рівня живучості призводить до збільшення кількості аварій та підвищує частоту їх переходів у ланцюжкові форми.

Важливим для ЕЕС зі слабкими міжсистемними зв'язками є забезпечення *стійкоздатності* ЕЕС.

**Стойкоздатність ЕЕС** – це її властивість неперервно зберігати стійкість поточного режиму.

Порушення стійкості паралельної роботи ЕЕС є найпоширенішими аваріями і для запобігання їх виникання необхідно впроваджувати ефективні режимні та схемні заходи. Рівень стійкоздатності ЕЕС підвищують, посилюючи контроль за нормальними й аварійними режимами зв'язків, підвищуючи ефективність засобів відвернення втрати стійкості, збільшуючи пропускну здатність зв'язків за допомогою їх реконструкції.

На виникнення та розвиток складних відмов значно впливає рівень режимної керованості ЕЕС.

**Режимна керованість ЕЕС** – це її властивість підтримувати нормальний режим за допомогою керування.

Ця властивість визначає ефективність керування з метою збереження чи відновлення (після порушення) нормального режиму роботи ЕЕС. Недостатній рівень режимної керованості знижує надійність ЕЕС і визначається недосконалістю засобів керування, а також небажаними значеннями параметрів деяких елементів структури ЕЕС.

У системотвірних мережах колишнього Радянського Союзу прості відмови становили 64 % від загальної кількості порушень режимів, складні відмови з одиничною дією автоматики – 28 %, випадки каскадного розвитку аварій – 8 %. Серед причин первинного порушення режиму 85 % становили пошкодження ЛЕП та основного устаткування ПС, а 15 % – відмови систем керування режимами. Серед повторних і третинних відмов у процесі каскадного розвитку аварій відмови та хибна робота автоматики становили вже 81 %. Отже, системи АПАК, будучи ефективним засобом відвернення аварій, активно сприяють розвиткові складних форм неліквідованих аварій. Враховуючи значну частку складних відмов, стає очевидною важливість підвищення рівня живучості, стійкоздатності та режимної керованості ЕЕС.

Будь-які порушення в роботі ЕЕС (недовідпуски електроенергії споживачам, пошкодження ЛЕП та устаткування ЕС і ПС, непередбачувані зміни режимів) супроводжуються економічними збитками. Величина збитків у кожному конкретному випадку різна, тобто вони мають імовірнісний характер. Середньорічні збитки (позначатимемо їх літерою  $H$ ) характеризують ступінь надійності роботи ЕЕС та їх підсистем і є узагальненим (інтегральним) показником надійності.

В економічному плані збитки від порушень у роботі ЕЕС – це особливий вид експлуатаційних видатків. Вони складаються з двох основних частин: збитки, заподіяні споживачам (збитки споживачів) та збитки, заподіяні електроенергетичній системі (системні збитки).

На величину **збитків споживачів** впливають такі чинники:

- пошкодження основного устаткування споживача чи поломка інструменту, зумовлені раптовим припиненням живлення;
- розлад технологічного процесу споживача;
- псування сировини, брак або зниження якості продукції;
- простій робочої сили під час перерви електропостачання;
- недовикористання основних виробничих фондів підприємства;
- недовиріботок продукції або виробіток її з запізненням, що зумовлює зниження прибутку.



Величину *системних збитків* визначають:

- витрати на післяаварійні ремонти електроустановок чи на заміну пошкодженого устаткування;
- додаткові витрати палива на ЕС, зумовлені збільшенням втрат електроенергії в мережі у післяаварійних режимах;
- недовикористання основних фондів та виробничого персоналу ЕЕС у випадках недовиробітку електроенергії.

Збитки конкретних споживачів залежать, насамперед, від характеру їх виробництва, тобто від особливостей технологічних процесів та устаткування, властивостей вироблюваної продукції, режиму роботи підприємства. Наприклад, для металообробних виробництв збитки від порушень електропостачання визначаються переважно простоями робітників, для металургійних – істотним збільшенням тривалості технологічного процесу, для текстильних і харчових – псуванням сировини.

Порушення електропостачання може настати раптово (аварійно) або після завчасного попередження. Раптове порушення живлення може призвести до пошкодження устаткування, поломок інструменту, розладу технологічного процесу або браку продукції. Для окремих видів виробництв достатньо короткочасної (на 10–15 с) перерви електропостачання, щоб ці чинники проявилися достатньо повно. В умовах диспетчерських попереджень збитки істотно менші за рахунок підготовленості споживача до порушень живлення та залежності системних збитків тільки від недовиробітку електроенергії.

У разі порушень електропостачання може настати повне чи часткове знеструмлення споживача, тобто припинення (перерва) або обмеження живлення. Обмежують живлення засобами автоматики або диспетчером оперативно шляхом вимикання частини електроприймачів споживача. Зі збільшенням глибини обмеження живлення  $\varepsilon$  відносні збитки  $H^*$  споживача зростають (рис. 1.1), бо крім невідповідальних доводиться вимикати і відповідальні електроприймачі. Умова  $\varepsilon = 1,0$  означає припинення живлення споживача.

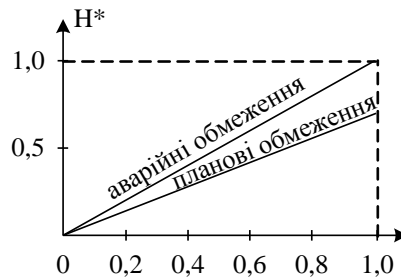


Рис. 1.1. Відносні збитки споживача в разі обмежень електропостачання

Системні збитки визначаються переважно характером порушення роботи ЕЕС та тим, які елементи системи пошкодилися в результаті відмови чи аварії. Пошкодження ЛЕП, за винятком ожеледних та вітрових руйнувань, нескладні. Важкими наслідками супроводжуються пошкодження генераторів та силових трансформаторів. У табл. 1.2 як приклад наведено усереднену вартість післяаварійного ремонту деяких елементів ЕМ. Якщо відома тривалість простоїв пошкоджених електроустановок ЕЕС, то можна розрахувати збільшення втрат електроенергії в мережі, недовиробіток електроенергії в системі та оцінити пов'язані з цим збитки.

Таблиця 1.2

**Вартість післяаварійного ремонту елементів ЕМ, тис. у.о.\***

	Номинальна напруга мережі, кВ				
	500	330	220	110	35
Лінія електропередачі	1,8	1,8	1,6	1,4	0,9
Трансформатор	41,0	26,0	18,0	7,1	4,4
Вимикач: повітряний	2,5	1,6	1,1	0,5	0,4
оливний	—	—	1,6	0,4	0,05

\* Під у.о. розуміють абстрактні умовні грошові одиниці

Для конкретних споживачів у конкретних умовах порушень електропостачання їх збитки від припинення чи обмеження живлення визначаються доволі точно. Величину системних збитків у конкретних аварійних ситуаціях також можна оцінити. Проте для потреб аналізу надійності роботи ЕЕС можливість точного оцінювання збитків проблематична.

Досліджуючи надійність ЕЕС, до уваги беруть основні структурні зв'язки та вузли навантаження. Тут не диференціюють сумарне навантаження вузлів за характером споживачів, не диференціюють також відмови елементів системи за характером пошкоджень тощо. Тому збитки оцінюють узагальнено, враховуючи величину сумарної недовідпущеної електроенергії за досліджуваний період часу.

У практичних розрахунках надійності середньорічні збитки  $H$  визначають за виразом

$$H = H_0 W_{H\Sigma}, \quad (1.2)$$

де  $H_0$  – усереднені питомі збитки, віднесені до одиниці недовідпущеної електроенергії, у.о./(кВт·год);  $W_{H\Sigma}$  – сумарна величина електроенергії, недовідпущеної протягом року всім споживачам ЕЕС чи її підсистеми, надійність якої досліджують, кВт·год.

Під час проектування та експлуатації часто виникає потреба встановлювати показники надійності та визначати збитки для конкретних видів порушень у роботі ЕЕС. Існує різка відмінність питомих збитків для різних порушень від їх усереднених значень. За статистичними даними питомі збитки від недовідпусків електроенергії (переведені в у.о.) складають:

- у разі планового обмеження електропостачання в години максимуму навантаження  $H_0 = 0,18$  у.о./кВт·год;
- у післяаварійному режимі зі зниженою частотою без вимикання споживачів  $H_0 = 0,53$  у.о./кВт·год;
- під час ліквідації аварій з попередженням споживачів про вимикання  $H_0 = 1,06$  у.о./кВт·год;
- під час ліквідації аварій без попередження споживачів про вимикання  $H_0 = 1,8(0,6 + \Delta P^*)$  у.о./кВт·год, де  $\Delta P^* \leq 0,2$  – відношення величини вимкненого навантаження до сумарного навантаження попереднього режиму;
- у разі вимикання споживачів дією РЗА  $H_0 = 32\Delta P^*$  у.о./кВт·год.

Усереднене для всієї сукупності порушень значення розрахункових питомих збитків  $H_0$ , яке враховує і збитки споживачів, і системні збитки, рекомендують приймати таким, що дорівнює 1,1 у.о./кВт·год. Це значення використовують під час орієнтовних обчислень збитків від недовідпусків електроенергії.

#### 1.4. Загальні принципи забезпечення та керування надійністю електроенергетичних систем

Надійність ЕЕС визначається великою кількістю чинників. За наявними методами аналізу надійності не можна врахувати всіх особливостей ЕЕС в єдиних розрахункових схемах і алгоритмах. У зв'язку з цим досліджують надійність роботи ЕЕС за допомогою декомпозиції єдиної задачі аналізу надійності на певні напрями, які мають самостійне значення.

Первинні збурення виникають у різних підсистемах ЕЕС і внаслідок порушення їх структури чи режиму спричиняють недовідпуски електроенергії споживачам. Підсистеми ЕЕС, а також систему ресурсного забезпечення та систему керування режимами можна розглядати як основні чинники недовідпусків електроенергії споживачам, кожен з яких характеризується своїм індивідуальним рівнем надійності й у загальному обсязі недовідпусків електроенергії (рис. 1.2) має свою частку (сектори круга). Це означає, що надійність ЕЕС загалом можна оцінювати за рівнем надійності її підсистем і що окремий розгляд надійності кожної з підсистем ЕЕС є першим кроком декомпозиції загальної задачі аналізу надійності ЕЕС.



Рис. 1.2. Недовідпуски електроенергії споживачам, створювані підсистемами ЕЕС

Підсистеми ЕЕС у структурному та режимному плані також дуже складні, й оцінювати їх повну (функціональну) надійність надзвичайно важко. Для підсистем ЕЕС вдається оцінювати тільки їх часткові види надійності, які найхарактерніші для конкретної підсистеми. Такими частковими видами надійності є структурна, режимна, балансова та перехідна надійності, а також стійкоздатність та живучість як одиничні властивості надійності.

**Живильні та розподільні мережі.** Для цих ЕМ можна точно оцінювати структурну надійність і наближено – функціональну.

**Структурна надійність** електричної мережі – це здатність її схеми зберігати зв'язки споживачів з джерелами живлення.

Структурна надійність визначається тільки структурними зв'язками елементів системи, тобто її схемою. Особливості режимів функціонування елементів до уваги не беруть – їх пропускна здатність не обмежується.

У розрахункових схемах враховують тільки ті елементи, через які енергія передається до споживача від джерела живлення. У таких схемах можна проаналізувати тільки перерви в електропостачанні, які настають після повної втрати зв'язків споживача з джерелами живлення. Показники структурної надійності – це частота і середня тривалість перерв електропостачання, величина недовідпущеної енергії або народногосподарські збитки від перерв в електропостачанні.

ЕМ мають високий рівень структурного резервування. Тому для них основними є часткові відмови, коли настають обмеження, а не перерви в електропостачанні споживачів. Обмеження в електропостачанні споживачів настають унаслідок недопустимих знижень напруги на шинах споживачів або перевищень струмами ділянок ЕМ допустимих з умов термічної стійкості значень. Тобто обмеження в електропостачанні споживачів з вини ЕМ зумовлені недостатньою пропускною здатністю зв'язків у післяаварійних режимах. Сукупні недовідпуски електроенергії внаслідок перерв та обмежень в електропостачанні споживачів визначають рівень функціональної надійності електричних мереж.



Під час аналізу функціональної надійності враховують функціональні властивості елементів ЕМ, їх пропускну здатність, процеси зміни навантаження, розглядають найімовірніші та найістотніші за недовідпусками електроенергії стани ЕМ і для цих станів розраховують режими, що дають змогу встановити рівні обмежень електропостачання споживачів, враховуючи технічну допустимість параметрів режиму. Модель зміни навантаження формують у вигляді системи випадкових величин або у вигляді випадкового процесу. За даними недовідпусків електроенергії в різних станах і значеннями ймовірностей цих станів визначається основний показник функціональної надійності – математичне сподівання недовідпуску електроенергії споживачам мережі протягом заданого періоду часу.

**Системотвірні мережі.** Методи оцінювання надійності цих мереж розроблено недостатньо. З усіх зазначених вище видів надійності для системотвірних мереж розраховують переважно режимну надійність, а точніше, одну з її складових – стійкоздатність.

Системотвірна мережа з'єднує джерела живлення з вузлами навантаження, тому будь-які випадкові зміни генерованої чи спожитої потужності в ЕЕС спричиняють зміну перетоків по лініях мережі. Одні лінії розвантажуються, інші довантажуються, змінюється напруга у вузлах. Зміна параметрів режиму може започаткувати аварійну ситуацію: перевантаження ЛЕП струмом; недопустиме зниження напруги в окремих вузлах; втрату статичної стійкості зв'язків між енергосистемами чи їхніми частинами тощо. Подібні наслідки можуть виникати також під час порушень структури мережі.

Режим системотвірної мережі надійний, якщо балансові чи структурні зміни в ЕЕС не порушують його стабільності, тобто не створюють передаварійних ситуацій.

**Режимна надійність** – здатність мережі підтримувати стабільність усталеного режиму у разі випадкових змін його параметрів.

Режимну надійність оцінюють на основі показників, що визначаються частотою викидів стаціонарного випадкового процесу зміни параметрів режиму за межі їх допустимих значень.

Для системотвірних мереж найхарактернішим порушенням режиму є втрата статичної стійкості міжсистемними зв'язками. Таке порушення виникає значно частіше від інших. Тому його досліджують окремо, і на основі цих досліджень встановлюють рівень стійкоздатності мережі. Дуже часто стійкоздатність утотожнюють з режимною надійністю, оскільки інші види порушень режиму в системотвірних мережах менш імовірні. Стабільності режимів міжсистемних зв'язків досягають достатніми запасами їх статичної стійкості.

**Генерувальна частина ЕЕС.** Призначення генерувальної частини полягає в тому, щоб у будь-який момент часу підтримувати баланс активної потужності в системі. Надійність її роботи визначається неперервністю підтримання цього балансу. У ситуаціях, коли генерувальна частина не справляється зі своїм завданням, обмежують електропостачання споживачів.

**Балансова надійність** – здатність ЕЕС неперервно підтримувати свій баланс активної потужності.

Балансову надійність аналізують за допомогою методів, які дають змогу оцінювати фактичний рівень надійності електропостачання споживачів для заданої величини резерву потужності, визначати оптимальну величину резерву, встановлювати місця розміщення резерву в системі.

Під час розв'язання цих задач детально враховують склад генерувальних агрегатів станцій, імовірнісні характеристики навантаження та спрощено подають структуру системотвірної мережі. Методи аналізу будуються за принципами зіставлення характеристик потужностей ЕС і характеристик навантаження з урахуванням пропускних здатностей основних каналів передавання енергії від джерел живлення до вузлів навантаження.

**Система керування режимами.** Вплив системи керування режимами на надійність роботи ЕЕС найповніше виявляється у проміжках часу, коли ліквідують аварії. З моменту порушення режиму в роботу вступають засоби автоматичного керування й оперативно-диспетчерський персонал, які локалізують аварію та ліквідують її. Під час ліквідації аварії можуть настати обмеження електропостачання системами автоматики та диспетчерські вимикання споживачів. Тривалість обмежень і вимикань визначається часом від моменту виникнення аварії до моменту припинення дій персоналу та систем керування щодо стабілізації режиму. Цьому перехідному періодові ліквідації аварії відповідає перехідна надійність ЕЕС.

**Перехідна надійність ЕЕС** – це її здатність виконувати функцію електропостачання споживачів в умовах аварійного режиму.

Перехідна надійність значною мірою залежить від ефективності системи керування режимами, а також від режимної керованості ЕЕС та ступеня резервування потужності ЕС і структури ЕМ. Відмови, хибна робота, неправильне налаштування засобів автоматики, помилки оперативно-диспетчерського персоналу різко збільшують обсяги вимикань споживачів. Низький рівень режимної керованості та низький ступінь резервування затягують процес «гасіння» аварійного режиму і також призводять до збільшення обсягів вимикань споживачів.

Враховуючи складну залежність перехідної надійності від характеристик системи керування режимами та від властивостей ЕЕС, її аналіз надзвичайно важкий. Ще не розроблено доступного методу, який дав би змогу хоч приблизно оцінити недовідпуски електроенергії споживачам для сукупності аварійних режимів ЕЕС протягом заданого періоду часу. Недовідпуски електроенергії можуть встановлюватися тільки для окремих видів аварій та окремих видів порушень у роботі засобів РЗА.

**Система ресурсного забезпечення.** Обсяги використаних протягом деякого періоду часу енергоносіїв (води на ГЕС, органічного палива на ТЕС, ядерного палива на АЕС) відповідають кількості виробленої електроенергії. На кожен наступний період часу, наприклад рік, прогнозують споживання електроенергії та відповідно до прогнозу планують поставки палива і використання гідроресурсів. У поточному році плани реалізують.

Відповідність між потребами в електроенергії та надходженнями енергоносіїв може бути порушено такими непередбачуваними обставинами:

- реальне споживання електроенергії перевищило прогнозоване;
- поточний рік виявився маловодним;
- знизилися обсяги поставок органічного чи ядерного палива.

Ці обставини враховують у реальних умовах роботи ЕЕС. На ЕС у зв'язку з цим утворюють запаси енергоносіїв. Проте можливі випадки кризового (глибокого чи затяжного) недоотримання енергоресурсів або прорахунків у прогнозах, на які запаси енергоресурсів на ЕС не розраховані. Тоді виникає необхідність обмежувати електропостачання споживачів. Ці випадки і визначають надійність системи ресурсного забезпечення. В основу методики аналізу надійності системи ресурсного забезпечення покладено принцип порівняння інтегральних характеристик потреб в енергоносіях та їх наявності і надходження на об'єкти ЕЕС.

Існують три магістральні шляхи забезпечення надійності ЕЕС: використання резервування в його різних формах (визначення поняття резервування буде наведено нижче); підвищення рівня надійності всіх елементів структури системи; вдосконалення системи керування режимами ЕЕС. Ці шляхи реалізують на основі розроблення та впровадження організаційних і технічних заходів щодо підвищення надійності.

**Резерви в ЕЕС.** На ЕС створюють запаси енергоносіїв на випадок ускладнень з поставками палива, обміління рік у періоди сухої погоди, непрогнозованого зростання споживання тепло- та електроенергії в холодні зими. На ТЕС для зберігання вугілля та мазуту створюють склади палива, місткість яких проектується залежно від потужності станції, виду палива, віддаленості вугільних басейнів та нафтопереробних заводів тощо.

Необхідні величини резервів потужності на ЕС, місткість складів для палива на ТЕС, види структурного резервування, пропускні здатності ЛЕП вибирають на стадії керування розвитком ЕС. Це пов'язано з додатковими капіталовкладеннями у технічні заходи забезпечення надійності. В умовах експлуатації розробляють і впроваджують беззатратні організаційні заходи, щоб різні види резервування раціонально використовувались. Наприклад, резерви потужності мають бути раціонально розподілені між підсистемами ЕЕС, а оперативний резерв – між складовими за мобільністю. Для заданої пропускної здатності зв'язків слід раціонально задати гранично допустимі перетоки потужності в них тощо.

**Елементи структури ЕЕС.** Надійність роботи елементів структури ЕЕС значною мірою визначає надійність функціонування ЕЕС загалом, бо в разі наявності високонадійних ЛЕП та устаткування ЕС і ПС рідше виникають дефіцити потужності та рідше порушуються структурні зв'язки.

Необхідні способи і засоби забезпечення надійності елементів структури ЕЕС можна виявити, якщо проаналізувати характер, причини і частоту їх відмов. Навіть поверховий якісний аналіз лише причин відмов чітко показує, яких заходів потрібно вживати, щоб підвищити рівень надійності.

Працездатність генераторів ЕС порушується з таких причин:

- дія перенапруг і надструмів;
- дія механічних факторів (порушення ізоляції під час вібрацій, виникання тріщин);
- недопустимі температурні зміни (погіршення умов відведення тепла, перевантаження робочим струмом);
- втрата електричної міцності ізоляцією (зволоження, забруднення, прискорене старіння);
- механічні пошкодження та передчасні спрацювання деталей конструкції (підшипників, листової сталі);
- порушення в роботі забезпечувальних систем (збудження, охолодження, оливопостачання).



Відмови повітряних ЛЕП пов'язані переважно з їх пошкодженнями, що зумовлено такими основними причинами:

- грозові перекриття та руйнування ізоляції;
- ожеледні відкладення;
- навантаження від вітру;
- вібрація та галопування проводів;
- займання дерев'яних опор від струмів витоку;
- послаблення механічної міцності деталей конструкції від корозії;
- загнивання деревини; розтріскування скляних ізоляторів;
- пошкодження опор і проводів автотранспортом та механізмами.

Основною причиною пошкоджень кабельних ЛЕП є порушення їх механічної міцності будівельними машинами та механізмами під час земляних робіт (на заводських і міських територіях до 50 % випадків від загальної їх кількості). До інших причин можна зарахувати: старіння міжфазної та поясної ізоляції; інтенсивну корозію покриття (електричну та хімічну); проникання вологи в оболонку кабеля; перевищення допустимої кратності перевантаження струмом.

Силові трансформатори пошкоджуються значно рідше порівняно з іншими електроустановками, але наслідки їх пошкоджень надзвичайно важкі, а відновлення працездатності вимагає тривалого часу. Основні причини відмов трансформаторів:

- порушення ізоляції обмоток від дії перенапруг і надструмів;
- пошкодження вводів (перекриття зовнішньої чи внутрішньої ізоляції);
- пошкодження перемикачів відгалужень обмоток пристрою РПН, спричинені конструктивними та технологічними дефектами;
- погіршення характеристик оливи.

Відмови комутаційних апаратів настають під час вимикань струмів КЗ, виконання ними різних операцій, у разі перекриття зовнішньої ізоляції, а також у стаціонарному стані внаслідок пошкоджень і неполадок переважно механічного характеру.

Аналіз причин відмов елементів структури ЕЕС показує необхідність розроблення та запровадження заходів щодо підвищення рівня їх надійності як на стадії проектування та виготовлення, так і на стадії експлуатації.

На стадії проектування та виготовлення елементів ЕЕС необхідно закладати в їх конструкцію достатні запаси електричної та механічної міцності, створювати ефективний захист від зовнішніх та внутрішніх діянь і агресивних впливів середовища, використовувати матеріали з високою протидією зношуванню і старінню, впроваджувати ефективні засоби РЗА, ретельно проводити підготовчі проектно-пошукові роботи, виконувати будівельно-монтажні роботи без порушення чинних вимог та норм тощо.

Для підвищення рівня надійності елементів структури ЕЕС в умовах експлуатації вдосконалюють систему ремонтів, здійснюють ефективну профілактику, впроваджують досконалі засоби діагностування технічного стану, поліпшують оперативне і технічне обслуговування, посилюють захист від зовнішніх та внутрішніх діянь (топлення ожеледі, антисептика), посилюють заходи охоронного характеру, впроваджують передові технології ремонтних робіт тощо. Експлуатацію слід проводити так, щоб забезпечити максимальне підвищення надійності за мінімальних додаткових витрат.

**Системи керування режимами.** Надійність поточної роботи ЕЕС забезпечують системи АСДК і АПАК. У системі АСДК з урахуванням вимог надійності виконують планування режимів та оперативне керування ними, а система АПАК повністю підпорядкована розв'язанню задач забезпечення надійності ЕЕС.

У системі АСДК під час планування режимів розробляють надійну структуру основної схеми мережі, з урахуванням вимог надійності вибирають склад працюючих агрегатів ЕС, розподіляють оперативний резерв потужності між районами системи та між його увімкненою та вимкненою складовими, встановлюють граничні потужності міжсистемних і важливих внутрішньосистемних зв'язків, забезпечують нормативні запаси динамічної стійкості, вибирають алгоритми дій та параметри спрацювання засобів РЗА.

До складу комплексу завдань оперативно-диспетчерського керування, які забезпечують надійне функціонування ЕЕС, належать: контроль наявності та розподілу резервів, контроль схеми мережі та рівня її надійності під час поточних змін структури, контроль надійності режиму за умовами стійкості та узагальненими показниками, поточне коригування режиму та схеми ЕЕС з урахуванням вимог надійності, контроль за станом і налаштуванням засобів РЗА, попередження та ліквідація аварійних режимів.

Надійнісні задачі контролю режимів і схем ЕЕС найповніше реалізуються в АСДК в разі наявності оперативно-інформаційного комплексу (ОІК). Тому цими комплексами має бути оснащено диспетчерські пункти не тільки вищих, але й усіх нижчих рівнів керування. Вони дають змогу не тільки активно контролювати, але й у реальному часі технологічного процесу ефективно коригувати режими в разі відхилень їх від плану на основі виконуваних ЕОМ розрахунків надійності схем та допустимості режимів. Виконувані з випередженням темпу технологічного процесу розрахунки підвищують рівень інформаційного забезпечення диспетчера і дають йому змогу приймати правильні рішення щодо зміни схеми та режимів ЕЕС.

ЕОМ ОІК допомагають також диспетчеру виходити з обтяжених режимів та усувати передаварійні ситуації. Від ОІК диспетчер отримує вичерпну інформацію про параметри в різних вузлах і ланках ЕЕС, про динаміку зміни цих параметрів. Повна інформаційна забезпеченість – передумова раціональних рішень диспетчера щодо шляхів виходу з обтяжених режимів і напрямків діяння на ЕЕС для припинення розвитку аварій.

Основною функцією АПАК, яку не спроможний виконувати персонал, є відвернення втрати стійкості роботи ЕЕС; припинення асинхронних режимів (якщо не вдалося відвернути втрату стійкості); запобігання виходові параметрів режиму за допустимі межі (обмеження зміни частоти і напруги); переформування системи в разі складних аварій (поділ на частини, відокремлення ЕС). Враховуючи багатофункціональне призначення АПАК, його структура доволі складна і розробляється на стадії керування розвитком структури ЕЕС.

Основна роль у системі АПАК належить засобам протиаварійної автоматики (ПАА), які істотно знижують імовірність виникання складних системних аварій з великими сумарними збитками. Надійне функціонування ЕЕС, особливо зі слабкими зв'язками, без засобів ПАА практично неможливе. Засоби ПАА дають змогу збільшити пересилання потужності основними зв'язками без нарощування пропускної здатності мережі. Такого збільшення досягають затратами приблизно в 10 разів меншими порівняно з витратами на додаткове спорудження ЛЕП.

Рівень досконалості систем ПАА можна оцінювати обсягами навантаження, яке вони вимикають у процесі ліквідації аварії. Зараз в ЕЕС встановлено значну кількість розвантажувальних пристроїв. Попереджуючи виникання та розвиток аварій, вони можуть наносити шкоду, якщо через хибну роботу чи погане налаштування вимикають споживачів надлишково. Цей недолік притаманний насамперед спеціальній автоматичній вимикання навантаження (САВН). Зафіксовано багато випадків зайвих спрацювань цього виду ПАА, що істотно знижує її ефективність. Не завжди правильно спрацьовує ділильна автоматика. Тому на стадії планування режимів великого значення набуває правильний вибір алгоритмів роботи, дозування вимикань, встановлення параметрів спрацювання пристроїв системної автоматики.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. У чому полягають основні труднощі вирішення проблеми забезпечення надійної роботи ЕЕС.
2. Що являє собою властивість надійності ЕЕС у вузькому та широкому розумінні.
3. Складові загальної проблеми аналізу надійності ЕЕС.
4. Відмінності складових комплексу завдань із забезпечення надійної роботи ЕЕС.

**Треба вміти:**

1. Дати чітке визначення поняття надійності ЕЕС.
2. Розрізняти теоретичну, практичну і організаційну проблематику аналізу надійності ЕЕС.
3. Визначати причини і наслідки порушень електропостачання споживачів.
4. Формулювати загальні принципи забезпечення надійності ЕЕС.

**Слід запам'ятати, що:**

1. Надійність ЕЕС визначають, як її властивість виконувати задані функції в заданому обсязі у певних умовах функціонування.
2. Електроенергетична система має постачати електроенергію споживачам неперервно і дотримуватися вимог щодо обсягів постачання та якості електроенергії.
3. Розроблення заходів щодо забезпечення надійності ЕЕС передбачає врахування не тільки умов її функціонування, але й розвитку.
4. Середньорічні збитки характеризують надійність роботи ЕЕС і підсистем і є інтегральним показником надійності.

**Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Сформулюйте визначення надійності ЕЕС і поясніть його.
2. Наведіть перелік завдань, які вирішуються в процесі забезпечення та керування надійністю.
3. Назвіть і дайте визначення основних станів і подій, за якими характеризують надійність.
4. Які спільні та відмінні ознаки станів справності та працездатності об'єкта?
5. За яких умов настає граничний стан об'єкта?
6. Якими можуть бути об'єкти за спроможністю до відновлення працездатного стану?
7. Якими можуть бути відмови за типами і природою походження?
8. Назвіть основні ознаки класифікації відмов.
9. Назвіть і дайте визначення властивостей (складових) надійності.
10. Які чинники впливають на величину збитків споживачів та системних збитків?



## РОЗДІЛ 2

### ОСНОВНІ ТЕРМІНОЛОГІЧНІ ПОНЯТТЯ ТА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

#### 2.1. Термінологічна система основних понять теорії надійності в електроенергетиці

Термінологічна система основних понять теорії надійності в електроенергетиці містить сукупність взаємопов'язаних і взаємоузгоджених термінів та визначень, якими означено відповідні поняття теорії надійності. Наявність такої термінологічної системи допомагає забезпечити однозначність трактування пов'язаних з надійністю явищ.

**Загальні поняття.** До загальних понять у цій термінологічній системі належать, передусім, поняття об'єкта (визначення наведено вище), системи, елемента, тобто предметів розгляду в теорії надійності.

*Елемент* – технічний пристрій, що не призначений для самостійного застосування, але використовується для створення систем і виконує в системі визначені функції.

*Система* – сукупність спільно діючих елементів, призначена для самостійного виконання заданих функцій.

Найважливішою ознакою системи є те, що її складові елементи утворюють у взаємозв'язку єдине ціле з якісно новими властивостями. Поділ на систему чи елемент часто буває умовним, оскільки елемент як найпростіша частина системи у межах цього розгляду може являти собою систему в межах детальнішого аналізу.

Поняття «елемент» і «система» трансформуються залежно від поставленого завдання. Наприклад, силовий трансформатор у разі встановлення його власної надійності розглядають як систему, що складається з окремих елементів – механізмів, деталей тощо, а в разі визначення надійності, зокрема підстанції, на якій цей трансформатор встановлено, – як елемент.

*Об'єкт* – одне з найзагальніших понять теорії надійності. Об'єкт містить поняття і системи, і елемента. Об'єктом можна назвати електроенергетичну систему, систему керування, електричну машину, апарат тощо.

Об'єкти (елементи) з погляду надійності поділяють на два класи: відновлювані та невідновлювані.

*Відновлюваний об'єкт* (англ. *restorable item*) – ремонтний об'єкт, який після відмови та усунення несправності знову стає здатним виконувати потрібні функції з заданими кількісними показниками надійності.

*Невідновлюваний об'єкт* (англ. *non-repaired item*) – об'єкт, ремонт якого неможливий чи не дозволяє відновити працездатність із заданими кількісними показниками надійності.

До невідновлюваних об'єктів можна віднести, наприклад, розрядники, скляні чи фарфорові ізолятори, плавкі вставки запобіжників тощо. Об'єкти, що складаються з багатьох елементів, наприклад, трансформатор або лінія електропередачі, відновлювані, оскільки їх відмови пов'язані з пошкодженнями одного або декількох елементів, які можуть бути замінені упродовж певного періоду часу.

У деяких випадках той самий об'єкт залежно від особливостей, етапів експлуатації або призначення можна вважати відновлюваним або невідновлюваним. При цьому невідновлюваний об'єкт може бути як ремонтним, так і неремонтним.

*Ремонтний об'єкт* (англ. *repairable item*) – об'єкт, ремонт якого можливий та передбачений нормативною, ремонтною та (чи) конструкторською (проектною) документацією.

*Неремонтний об'єкт* (англ. *nonrepairable item*) – об'єкт, ремонт якого неможливий чи непередбачений нормативною, ремонтною та (чи) конструкторською (проектною) документацією.

**Поняття, що визначають властивості об'єкта з погляду надійності.** Кожен об'єкт має певні властивості, які визначають характер його функціонування. Надійність об'єкта – це комплексна властивість і залежно від призначення об'єкта та умов його застосування може характеризуватися такими властивостями як безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та збережуваність чи містити певні їх поєднання (рис. 2.1).

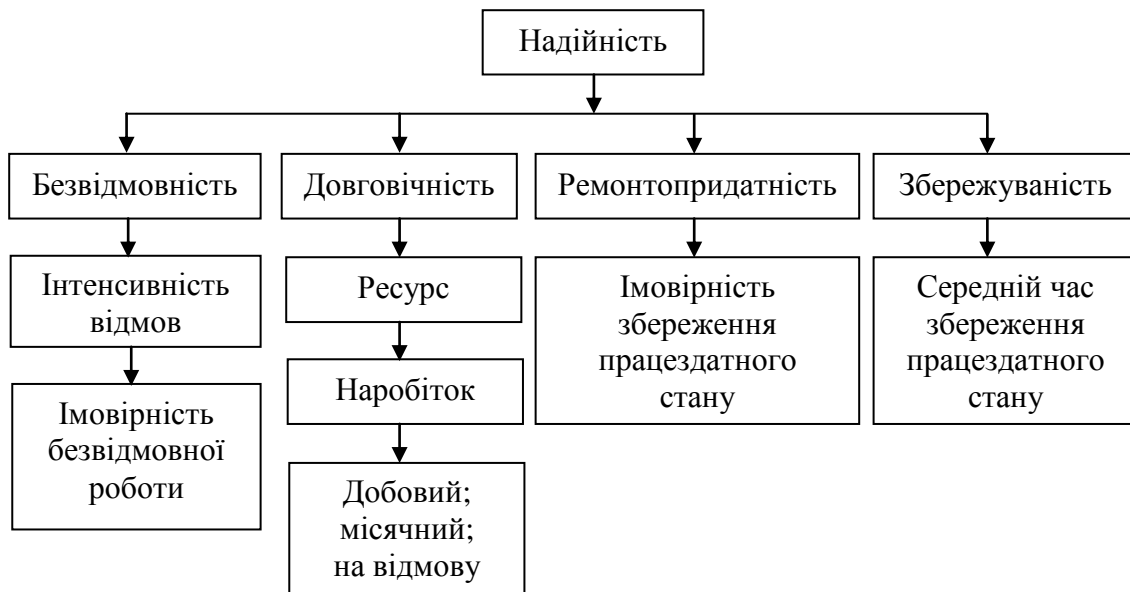


Рис. 2.1. Класифікація показників надійності

*Безвідмовність* (англ. *reliability*) – властивість об’єкта виконувати потрібні функції в певних умовах протягом заданого інтервалу часу чи наробітку.

*Довговічність* (англ. *durability*) – властивість об’єкта виконувати потрібні функції до переходу у граничний стан за наявної системи технічного обслуговування та ремонту.

*Ремонтопридатність* (англ. *maintainability*) – властивість об’єкта бути пристосованим до підтримання та відновлення стану, в якому він здатний виконувати потрібні функції за допомогою технічного обслуговування та ремонту.

*Збережуваність* – властивість об’єкта зберігати в заданих межах значення параметрів, що характеризують здатність об’єкта виконувати необхідні функції, протягом і після збереження або транспортування.

Такі одиничні властивості об’єкта як *стійкоздатність*, *живучість*, *режимна керованість* та *безпека* будуть визначені нижче після розгляду особливостей функціонування ЕЕС.

**Поняття, що визначають стани об’єкта.** У процесі функціонування об’єкт може перебувати в різних станах, частота виникнення та тривалість яких впливають на виконання об’єктом заданих функцій у заданому обсязі.

*Справність* (англ. *good state*) – стан об'єкта, за якого він здатний виконувати всі задані функції об'єкта.

*Несправність* (англ. *fault*) – стан об'єкта, за якого він нездатний виконувати хоча б одну із заданих функцій об'єкта.

*Аналіз несправностей* (англ. *fault analysis*) – логічне та систематичне дослідження об'єкта для ідентифікації та аналізу ймовірностей виникнення, причин та наслідків потенційних несправностей.

Поняття *справність* ширше, ніж поняття *працездатність*. Працездатний об'єкт має відповідати лише тим вимогам нормативно-технічної документації, виконання яких забезпечує нормальне застосування об'єкта за призначенням. Таким чином, якщо об'єкт непрацездатний, то це свідчить про його несправність. З іншого боку, якщо об'єкт несправний, то це ще не означає, що він непрацездатний.

*Незначна несправність* (англ. *minor fault*) – несправність, що не порушує жодної з потрібних функцій об'єкта.

*Значна несправність* (англ. *major fault*) – несправність, що порушує хоча б одну з потрібних функцій об'єкта.

*Повна несправність* (англ. *function-preventing fault*) – несправність, що характеризується повною нездатністю об'єкта виконувати всі потрібні функції.

За причинами, що призвели до несправності, остання підрозділяється на:

- виробничу (англ. *manufaturing*);
- стабільну (англ. *permanent*);
- приховану (англ. *latent*);
- масковану (англ. *masking*);
- через перевантаження (англ. *misuse*);
- через невміле поводження (англ. *mishandling*);
- через неміцність (англ. *weakness*);
- через зношування та (чи) старіння (англ. *ageing*);
- конструкційну (англ. *design*).

*Працездатний стан* (англ. *up state*) – стан об'єкта, який характеризується його здатністю виконувати усі потрібні функції.

*Непрацездатний стан* (англ. *down state*) – стан об'єкта, за яким він нездатний виконувати хоча б одну з потрібних функцій.

*Робочий стан* – стан об'єкта, в якому він виконує всі або частину заданих функцій у повному чи частковому обсязі.

*Неробочий стан* – стан об'єкта, в якому він не виконує жодної з заданих функцій.

*Стан відновлення (аварійного ремонту)* – неробочий стан об'єкта, коли на ньому проводять роботи з відновлення працездатності.

*Граничний стан* – стан об'єкта, коли його подальша експлуатація повинна бути припинена внаслідок небезпеки, неможливості чи недоцільності.

У теорії надійності враховують також частково (повністю) працездатні стани, частково (повністю) робочі стани, стани перебування об'єкта в резерві тощо.

**Поняття, що визначають події змін станів об'єкта.** Зміни станів об'єкта настають після виникання певних подій.

*Відмова* (англ. *failure*) – подія, яка полягає у втраті об'єктом здатності виконувати потрібну функцію, тобто у порушенні працездатного стану об'єкта.

При цьому відмова є подія, на відміну від *несправності*, що є станом та причиною відмови.

Відмова, як подія, має такі різновиди:

- повна (англ. *complete*);
- часткова (англ. *partial*);
- ресурсна (англ. *marginal*);
- критична (англ. *critical*);
- конструкційна (англ. *design*);
- виробнича (англ. *manufacturing*);
- систематична (англ. *systematic*);
- через перевантаження (англ. *misuse*);
- через неправильне поводження (англ. *mishandling*);
- через неміцність (англ. *weakness*);



- деградована (англ. *degradation*);
- раптова (англ. *sudden*);
- поступова (англ. *gradual*);
- ураховувана (англ. *relevant*);
- залежна (англ. *secondary*);
- незалежна (англ. *primary*);
- явна (англ. *explicit*);
- прихована (англ. *latent*);
- збій (англ. *interruption*).

*Аналіз відмов* (англ. *failure analysis*) – логічне та систематичне дослідження об'єкта, що відмовив, для ідентифікації та аналізу особливостей виникнення відмов, їх причин та наслідків.

За типом відмови розділяються на:

- *відмови функціонування*, коли виконання основних функцій об'єктом припиняється (наприклад, обрив проводів повітряної лінії електропередачі);
- *відмови параметричні*, коли деякі параметри об'єкта змінюються в недопустимих межах (наприклад, недопустиме зниження частоти або напруги).

За своєю природою відмови можуть бути:

- *випадкові*, зумовлені непередбачуваними перевантаженнями, дефектами матеріалу, помилками персоналу або збоями системи керування;
- *систематичні*, зумовлені закономірними й неминучими явищами, що викликають поступове нагромадження ушкоджень – втома, зношування, старіння, корозія тощо.

Основні ознаки класифікації відмов:

- характер виникнення;
- причина виникнення;
- характер усунення;
- наслідок відмов;
- подальше використання об'єкта;
- легкість виявлення;
- час виникнення.

Класифікацію відмов за різними ознаками наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1

**Класифікація відмов за ознаками**

Відмови	Ознака відмов
За характером виникнення	<p><i>Раптова відмова (англ. sudden failure)</i> – відмова, що виявляється в різкий (миттєвий) зміні характеристик об'єкта;</p> <p><i>Поступова відмова (англ. gradual failure)</i> – відбувається в результаті повільного, поступового погіршення якості об'єкта</p>
За причиною виникнення	<p><i>Конструкційна відмова (англ. design failure)</i> – спричинена недоліками або невдалою конструкцією об'єкта.</p> <p><i>Виробнича відмова (англ. manufacturing failure)</i> – пов'язана з помилками під час виготовлення об'єкта через недосконалість або порушення технології.</p> <p><i>Експлуатаційна відмова</i> – зумовлена порушенням правил експлуатації об'єкта</p>
За характером усунення	<p><i>Стійка відмова.</i></p> <p><i>Нестійка (переміжна) відмова</i> – то виникає, то зникає.</p> <p><i>Легка відмова</i> (яку можна легко усунути).</p> <p><i>Середня відмова</i> (не спричиняє відмови суміжних вузлів – вторинні відмови).</p> <p><i>Важка відмова</i> (яка зумовлює вторинні відмови або призводить до загрози життю та здоров'ю людини)</p>
За подальшим використанням об'єкта	<p><i>Повна відмова (англ. complete failure)</i> – виключає можливість роботи об'єкта до її усунення.</p> <p><i>Часткова відмова (англ. partial failure)</i> – відмова, за якої об'єкт можна частково використовувати.</p>
За легкістю виявлення	<p><i>Очевидна (явна) відмова.</i></p> <p><i>Прихована (неявна) відмова</i></p>
За часом виникнення	<p><i>Відмова припрацювання</i> виникає у початковий період експлуатації.</p> <p><i>Відмова під час нормальної експлуатації.</i></p> <p>Відмови, зумовлені незворотними процесами зношування деталей, старіння матеріалів тощо.</p>

Раптові відмови зазвичай виявляються у вигляді механічних ушкоджень елементів (тріщини, пробої ізоляції, обриви тощо) і не супроводжуються попередніми видимими ознаками їх наближення. Раптові відмови характеризуються незалежністю моменту настання від часу попередньої роботи.

Поступові відмови пов'язані зі спрацюванням деталей і старінням матеріалів.

Поділ відмов на раптові та поступові умовний. Раптова відмова формується миттєво та супроводжується стрибкоподібною зміною основних параметрів об'єкта внаслідок діяннн зовнішніх навантажень, різкого погіршення умов роботи, помилкових дій персоналу тощо. Поступова відмова формується довго та супроводжується плавною зміною параметрів об'єкта внаслідок старіння та зношення. Якщо процес формування поступової відмови контролюють, то в разі її наближення об'єкт позапланово виводять з роботи, знижуючи цим до мінімуму можливі негативні наслідки. Якщо ж такий контроль відсутній, то поступова відмова проявить себе як раптова.

До інших подій, які зумовлюють зміну станів об'єкта, зокрема належать також відновлення, пошкодження, свідоме (примусове) вимикання тощо.

*Відновлення (англ. restoration)* – подія, яка полягає в тому, що після несправності об'єкт знову відновлює здатність виконувати потрібну функцію.

*Пошкодження* – подія, яка спричиняє порушення справності об'єкта за умови збереження його працездатності.

*Свідоме (примусове) вимикання* – подія переведення об'єкта в неробочий стан цілеспрямованим вимиканням.

### **Поняття, що стосуються кількісного оцінювання надійності об'єктів.**

Властивості об'єкта, пов'язані з надійністю його роботи, певним чином характеризують кількісно. Такими характеристиками є показники надійності.

*Показник надійності* – кількісна характеристика однієї чи кількох властивостей об'єкта, які визначають його надійність.

*Одиничний показник надійності* – кількісна характеристика однієї властивості об'єкта, яка визначає його надійність.

*Комплексний показник надійності* – кількісна характеристика двох і більше властивостей об'єкта, які визначають його надійність.

Залежно від ситуації використовуються такі показники надійності (*англ. dependability measure*):

- одиничний (*англ. simple*);
- комплексний (*англ. integrated*);
- експлуатаційний (*англ. operational*);
- експериментальний (*англ. tstimated*);
- розрахунковий (*англ. analitikal*);
- екстрапольований (*англ. extrapolated*);
- прогнозований (*англ. predicted*);
- середній (*англ. average mean*);
- гамма-відсотковий (*англ. gamma-perentile operating*);
- нестационарний (*англ. instantaneous*);
- стаціонарний (*англ. steady-state*);

Щодо *тривалості та обсягу роботи*, використовуються певні загальні поняття.

*Наробіток* (*англ. operating time*) – тривалість чи обсяг роботи об'єкта.

Наробіток може бути як неперервною величиною (наприклад, тривалість роботи в годинах), так і цілочисельною величиною (кількість робочих циклів, запусків тощо).

*Наробіток до відмови* (*англ. operetingtime to failure*) – наробіток об'єкта від початку експлуатації до виникнення першої відмови.

*Наробіток між відмовами* (*англ. operetingtime tame betwien failures*) – наробіток об'єкта від завершення відновлення його працездатного стану після відмови до виникнення наступної відмови.

*Ресурс* (*англ. useful life*) – сумарний наробіток об'єкта від початку експлуатації чи поновлення після ремонту до переходу в граничний стан.

*Термін служби (англ. unsful lifetime)* – календарна тривалість експлуатації об'єкта від початку чи її поновлення до переходу в граничний стан.

*Тривалість відновлення (англ. time to recovery)* – інтервал часу, протягом якого об'єкт перебуває в непрацездатному стані через відмову.

*Тривалість технічного обслуговування (англ. maintenance time)* – інтервал часу, протягом якого виконується вручну чи автоматично операція технічного обслуговування та (чи) ремонту об'єкта.

*Період припрацювання (англ. earli failure period)* – можливий початковий період напруження об'єкта, протягом якого спостерігається тенденція до постійного зменшення параметра потоку відмов, що зумовлено наявністю, поступовим виявленням та усуненням прихованих дефектів.

У загальному випадку надійність характеризують сукупністю показників, номенклатуру яких в умовах конкретної задачі доводиться вибирати. Вибір тієї чи іншої номенклатури показників визначається можливістю їх встановлення та повнотою оцінювання рівня надійності об'єкта. Вибрати сукупність показників і встановити значення кожного з них неможливо без чіткого формулювання критеріїв відмови та відновлення.

*Критерій відмови* – ознака або сукупність ознак порушення працездатності об'єкта.

*Критерій відновлення* – ознака або сукупність ознак переходу об'єкта до повної чи часткової працездатності.

Конкретні критерії відмов та відновлень встановлюють переважно нормативно-технічною документацією. Їх вибирають так, щоб забезпечити ідентифікацію працездатності та непрацездатності об'єкта максимально швидко та доступними технічними засобами.

## 2.2. Основні показники безвідмовності об'єктів

*Інтенсивність відмов* (англ. *instantaneous failure rate*)  $\lambda(t)$  – умовна густина ймовірності появи відмови об'єкта, яку визначають, якщо до цього моменту відмова не виникла (лише для невідновлюваних об'єктів);

*Середня інтенсивність відмов* (англ. *mean failure rate*)  $\lambda(t_1, t_2)$  – середнє значення інтенсивності відмов у заданому інтервалі часу.

*Імовірність безвідмовної роботи* (англ. *reliability function*)  $R(t_1, t_2)$  – імовірність того, що протягом заданого напрацювання відмови об'єкта не виникне.

Із визначення ймовірності безвідмовної роботи видно, що ця характеристика є функцією часу, причому вона є спадною функцією і може набувати значень від 1 до 0. Графік імовірності безвідмовної роботи об'єкта зображено на рис. 2.2.

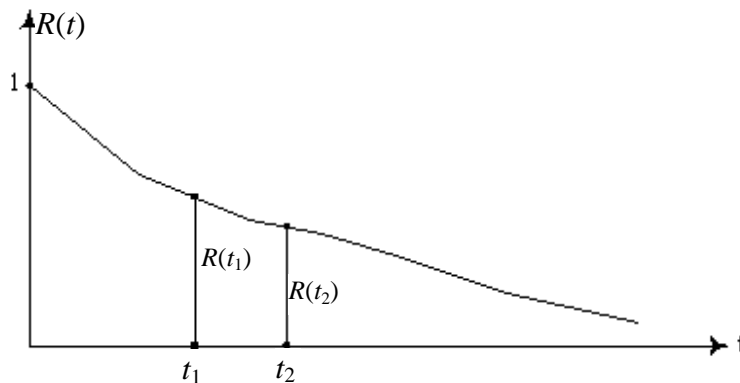


Рис. 2.2. Графік імовірності безвідмовної роботи об'єкта

Як видно з графіка (рис. 2.2), функція  $R(t_1, t_2)$  характеризує зміну надійності в часі та є досить наочною оцінкою. Наприклад, на випробування поставлено 1000 зразків однотипних елементів, тобто  $n_0 = 1000$ . Під час випробування елементи, що відмовили, не заміняли справними. За проміжок часу  $(t_1, t_2)$  відмовило 10 елементів. Отже,  $R(t_1, t_2) = 0,99$ , тому будь-який елемент із цієї вибірки не відмовить за проміжок часу  $(t_1, t_2)$  з імовірністю  $R(t_1, t_2) = 0,99$ .

Іноді доцільно використовувати не ймовірність безвідмовної роботи, а ймовірність відмови  $F(t_1, t_2)$ . Оскільки працездатність і відмова – стани несумісні і протилежні, то їх імовірності пов'язані залежністю

$$R(t_1, t_2) + F(t_1, t_2) = 1, \quad (2.1)$$



тобто

$$F(t_1, t_2) = 1 - R(t_1, t_2). \quad (2.2)$$

На практиці досить часто доводиться визначати умовну ймовірність безвідмовної роботи об'єкта в заданому інтервалі часу  $R(t_1, t_2)$  за умови, що в момент часу  $t_1$  об'єкт працездатний і відомі  $R(t_1)$  та  $R(t_2)$ . На підставі формули ймовірності одночасної появи двох залежних подій, що визначаються добутком ймовірності виникнення однієї з них на умовну ймовірність другої, обчислену за умови, що перша подія вже настала, запишемо:

$$R(t_2) = R(t_1) \cdot R(t_1, t_2), \quad (2.3)$$

тобто

$$R(t_1, t_2) = \frac{R(t_2)}{R(t_1)}.$$

За відомими статистичними даними можна записати:

$$R(t_1, t_2) = \frac{N(t_2)}{N(t_1)},$$

де  $N(t_1)$ ,  $N(t_2)$  – кількість об'єктів, працездатних відповідно до моментів часу  $t_1$  і  $t_2$ , тобто

$$N(t_1) = N_0 - n(t_1); N(t_2) = N_0 - n(t_2), \quad (2.4)$$

де  $N_0$  – загальна кількість об'єктів, стан яких контролюється;  $n(t)$  – кількість відмов об'єктів за час  $(t)$ .

Зазначимо, що не завжди як напрацювання використовують час (у годинах, роках). Наприклад, для оцінювання ймовірності безвідмовної роботи комутаційних апаратів зі значною кількістю перемикачів (вакуумних вимикачів) як змінне значення напрацювання доцільно брати кількість циклів «увімкнути–вимкнути». Оцінюючи надійність ковзних контактів зручніше як напрацювання брати кількість проходжень струму цим контактом, а оцінюючи надійність об'єктів, що рухаються, напрацювання доцільно брати в одиницях довжини проходжень. Суть математичних виразів для визначення  $R(t_1, t_2)$ ,  $F(t_1, t_2)$  та  $\lambda(t)$  при цьому залишається незмінною.

*Середнє напрацювання до відмови* (англ. *mean operating time to first failure*)  $MTTF$  – математичне сподівання напрацювання об'єкта до першої відмови.

*Параметр потоку відмов* (англ. *instantaneous failure intensity*)  $Z(t)$  – відношення математичного сподівання кількості відмов відновлюваного об'єкта за досить мале його напрацювання до значення цього напрацювання.

*Середній параметр потоку відмов* (англ. *mean failure intensity*)  $Z(t_1, t_2)$  – середнє значення параметра потоку відмов у заданому інтервалі часу.

### 2.3. Показники довговічності та ремонтності

*Середній ресурс* (англ. *mean life*) – математичне сподівання ресурсу.

*Гамма-відсотковий ресурс* (англ. *gamma-percentile life*) – сумарне напрацювання, протягом якого об'єкт не досягне граничного стану з імовірністю  $\gamma$ , вираженою у відсотках.

*Середній термін служби* (англ. *mean lifetime*) – математичне сподівання терміну служби.

*Гамма-відсотковий термін служби* (англ. *gamma-percentile lifetime*) – календарна тривалість експлуатації, протягом якої об'єкт не досягне граничного стану з імовірністю  $\gamma$ , вираженою у відсотках.

*Імовірність відновлення* (англ. *probability of restoration*)  $M(t)$  – імовірність того, що час відновлення працездатного стану об'єкта не перевищить заданого значення.

*Середня тривалість відновлення* (англ. *mean restoration time*)  $MTTR$  – математичне сподівання часу відновлення працездатного стану об'єкта після відмови.

*Гамма-відсоткова тривалість відновлення* (англ. *gamma-percentile restoration time*) – інтервал часу, протягом якого відновлення працездатності об'єкта здійсниться з імовірністю  $\gamma$ , вираженою у відсотках.

*Інтенсивність відновлення* (англ. *instantaneous repair rate*)  $\mu(t)$  – умовна густина ймовірності відновлення працездатності об'єкта, яку визначають для одного моменту часу, якщо до цього моменту відновлення не завершилося.

*Середня інтенсивність відновлення* (англ. *mean repair rate*)  $\mu(t_1, t_2)$  – середнє значення інтенсивності в заданому інтервалі часу.

## 2.4. Комплексні показники надійності

*Готовність* (англ. *availability*) – здатність об'єкта виконувати потрібні функції в заданих умовах у будь-який час або протягом заданого інтервалу часу за умови забезпечення потрібними зовнішніми ресурсами. Ця здатність залежить від поєднання властивостей безвідмовності, ремонтності та забезпечення технічного обслуговування і ремонту.

*Коефіцієнт готовності* (англ. *instantaneous availability*)  $A(t)$  – імовірність того, що об'єкт виявиться працездатним у довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачено.

*Коефіцієнт неготовності* (англ. *instantaneous unavailability*)  $U(t)$  – імовірність того, що об'єкт виявиться непрацездатним у довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачено.

*Середній коефіцієнт готовності* (англ. *mean availability*)  $A(t_1, t_2)$  – середнє значення нестационарного коефіцієнта готовності у заданому інтервалі часу.

*Коефіцієнт оперативної готовності* (англ. *operational availability function*) – імовірність того, що, за винятком тих запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачено, він у довільний момент часу виявиться у працездатному стані і надалі виконуватиме потрібну функцію протягом заданого інтервалу часу.

*Коефіцієнт технічного використання* (англ. *steady state availability factor*) – відношення математичного сподівання сумарного часу перебування об'єкта у працездатному стані за деякий період експлуатації до математичного сподівання сумарного часу перебування об'єкта у працездатному стані та у простоях, зумовлених технічним обслуговуванням і ремонтом, за той самий період.

*Нормування надійності* (англ. *dependability specification*) – установлення у нормативній та (чи) конструкторській (проектній) документації кількісних і якісних вимог до надійності.

*Нормований показник надійності* (англ. *specified dependability measure*) – показник надійності, значення якого регламентовано нормативною та (або) конструкторською (проектною) документацією на об'єкт.

*Оптимальний показник надійності* (англ. *optimum dependability measure*) – значення нормованого показника надійності, обчислене з урахуванням втрат через відмови та витрат на підвищення надійності чи за іншим критерієм.

*Припрацювання* (для ремонтного об'єкта) (англ. *burn for repairable hardware*) – процес підвищення показників безвідмовності об'єкта, під час якого використовують функціонування кожного об'єкта за належних умов з його успішним неплановим ремонтом після кожної відмови, протягом періоду ранніх відмов.

## 2.5. Резервування як спосіб забезпечення надійності

*Резервування* (англ. *redundancy*) – спосіб забезпечення надійності об'єкта за рахунок використання додаткових засобів та (або) можливостей, надлишкових відносно мінімально необхідних для виконання потрібних функцій.

*Структурне резервування* (англ. *structural redundancy*) – резервування з застосуванням резервних елементів структури об'єкта.

*Основний елемент* (en: *major element*) – елемент об'єкта, необхідний для виконання потрібних функцій без використання резерву.

*Резервований елемент* (англ. *element under redundancy*) – основний елемент, на випадок відмови якого в об'єкті передбачені один або кілька резервних елементів, тобто таких, які призначені для виконання функцій основного елемента в разі його відмови.

*Резервний елемент* (англ. *redundancy element*) – елемент, призначений для виконання функцій основного елемента в разі його відмови.

*Кратність резерву* (англ. *redundancy ratio*) – відношення кількості резервних елементів до кількості резервованих ними елементів, виражене нескоротним дробом.

*Навантажений резерв* (англ. *active reserve*) – резерв, що містить один чи кілька резервних елементів, які перебувають у режимі основного елемента.

*Полегшений резерв (англ. reduced reserve)* – резерв, що складається з одного чи кількох резервних елементів, які перебувають у режимі меншого навантаження порівняно з основним елементом.

*Ненавантажений резерв (англ. standby reserve)* – резерв, що складається з одного чи кількох резервних елементів, які перебувають у ненавантаженому стані до початку виконання ними функцій основного елемента.

*Загальне резервування (англ. whole system redundancy)* – резервування, в якому резервується об'єкт в цілому.

*Роздільне резервування (англ. segregated redundancy)* – резервування, в якому резервуються окремі елементи об'єкта чи їх групи.

*Стале резервування (англ. continuous redundancy)* – таке, в якому використовують навантажений резерв і в якому, за відмови будь-якого елемента резервованої групи, виконання об'єктом потрібних функцій забезпечується без перемикань рештою елементів.

*Заміщувальне резервування (англ. standby redundancy)* – резервування, в якому функції основного елемента передаються резервному тільки після відмови основного елемента.

*Ковзне резервування (англ. sliding redundancy)* – заміщувальне резервування, за якомго група основних елементів резервується одним чи кількома резервними елементами, кожен з яких може замінити будь-який з елементів цієї групи у випадку його відмови.

*Резервування без відновлення (англ. redundancy without restoration)* – резервування, при якому відновлення основних і (чи) резервних елементів у випадках їх відмови технічно неможливе без порушення працездатності об'єкта в цілому та (або) не передбачене експлуатаційною документацією.

*Резервування з відновленням (англ. redundancy with restoration)* – це резервування основних і (чи) резервних елементів, у випадку їх відмови, технічно можливе без порушення працездатності об'єкта в цілому та передбачене експлуатаційною документацією.

З існуючих видів резервування в ЕЕС використовують структурне (надлишкові елементи структури об'єкта), навантажувальне (здатність об'єкта сприймати додаткове навантаження), ресурсне (запаси енергоносіїв), функціональне (здатність елементів структури виконувати додаткові функції – переведення генератора в режим синхронного компенсатора), інформаційне (надлишкова інформація для керування станом обладнання ЕЕС).

У генерувальній частині ЕЕС утворюють резерви активної потужності. Резерв потужності визначається різницею між сумарною наявною потужністю ЕС та річним максимумом їх сумарного навантаження. Створення резерву потужності належить до дорогих заходів забезпечення надійності і вимагає тривалого часу для своєї реалізації, тому це завдання вирішується на стадії управління розвитком ЕЕС.

Необхідну величину резерву потужності можна визначити, врахувавши кожен зі складових повного резерву: навантажувальний, аварійний та ремонтний резерви.

*Навантажувальний резерв* необхідний для покриття випадкових коливань потужності споживання. Цей резерв виділяється для регулювання частоти в ЕЕС. Нерегулярні коливання навантаження відносно значення, заданого графіком, підпорядковуються нормальному закону. Відносна величина середньоквадратичного відхилення навантаження менша в потужніших ЕЕС внаслідок збільшення ймовірності взаємної компенсації випадкових відхилень навантаження окремих споживачів. Величину резерву навантаження встановлюють переважно за даними статистики.

*Ремонтний резерв* необхідний для компенсації зниження потужності ЕЕС під час виведення основного устаткування у плановий ремонт. Його величина визначається частотою та тривалістю планових ремонтів усієї сукупності агрегатів ЕС. Зі збільшенням цих показників величина ремонтного резерву зростає, бо працюючими агрегатами необхідно покривати більшу частину недовиробленої електроенергії.



*Аварійний резерв* потужності необхідний для компенсації аварійного зниження потужності ЕЕС у разі вимушених (аварійних та інших непланових) простоїв основного устаткування ЕС. Величину аварійного резерву розраховують методами теорії ймовірностей, які враховують частоту та тривалість аварійних вимикань генерувальних агрегатів.

Аварійний резерв разом з резервом навантаження в умовах експлуатації зберігається у вигляді єдиного оперативного резерву, який використовують для покривання раптових дефіцитів потужності в ЕЕС, що виникають у результаті аварійних вимикань генерувального устаткування та непередбачуваних збільшень навантаження.

*Оперативний резерв* за ознакою мобільності поділяють на дві складові: *ввімкнений* (гарячий) та *неввімкнений* (холодний) резерви. До ввімкненого резерву належать обертовий резерв, розміщений на працюючих агрегатах, який можна реалізувати за час від декількох секунд до декількох хвилин, а також резерв, розміщений на зупинених агрегатах (ГЕС, ГАЕС, ГТЕС, ТЕС з поперечними зв'язками), які можна запустити в роботу за час від декількох хвилин до 1-2 год. До невивімкненого (холодного) резерву належить резерв, розміщений на зупинених агрегатах (переважно ТЕС і АЕС), які можна запустити в роботу за час від 1-2 до 24 год і більше.

Складові повного резерву – ремонтний та оперативний (аварійний і навантажувальний) резерви – є розрахунковими величинами, які дають змогу під час управління розвитком та експлуатації ЕЕС формувати політику використання резерву в подальші періоди роботи системи. Фактично у кожен заданий момент часу в процесі експлуатації ЕЕС частина генерувальних агрегатів перебуває в неробочих станах, і в розпорядженні експлуатаційного персоналу залишається лише та частина повного резерву, яка визначається різницею між робочою потужністю системи та її навантаженням у цей момент часу. Цей резерв називають експлуатаційним.

*Експлуатаційний резерв* визначає можливості ЕЕС щодо аварійного виведення устаткування з роботи, покривання непередбачуваних збільшень навантаження, додаткового виведення устаткування в попереджувальний ремонт.

У передавальній частині ЕЕС для підвищення надійності схем ЕМ використовують навантажувальне та структурне резервування.

Прикладом навантажувального резервування може слугувати замкнена електрична мережа з лініями  $W_1$  та  $W_2$  підвищеної пропускної здатності порівняно з необхідною для нормального режиму, схему якої наведено на рис. 2.3, *а*. Ці лінії сприймають на себе додаткове навантаження під час відмов інших ліній. Міжсистемні зв'язки обов'язково повинні мати навантажувальний резерв, щоб випадкові підвищення перетоків потужності не призводили до втрати статичної стійкості.

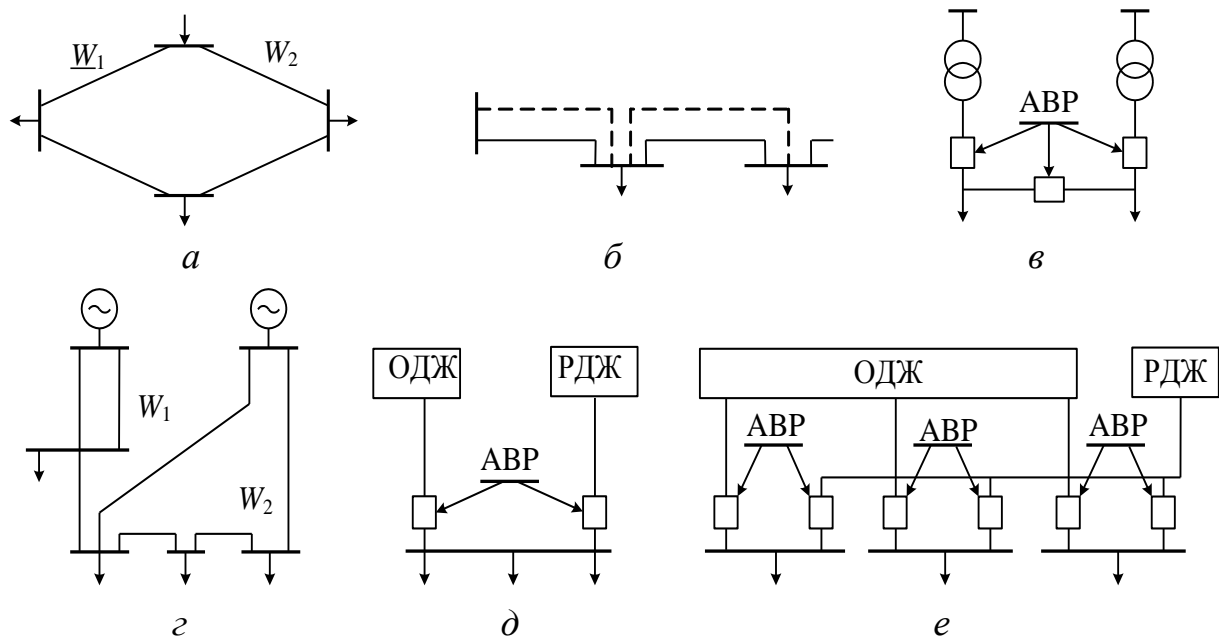


Рис. 2.3. Види резервування у схемах ЕМ та в системах електропостачання:  
*а* – навантажувальне; *б* – роздільне; *в* – змішане; *г* – постійне; *д* – заступне;

*е* – ковзне

В ЕМ використовують такі види структурного резервування:

- загальне – резервується об'єкт загалом (наприклад, на ПС встановлюють два однакові трансформатори, коли з умов навантаження достатньо одного);
- роздільне – резервуються окремі елементи об'єкта або їх групи (наприклад, на магістральній ділянці розподільної лінії споруджується паралельна лінія, як на рис. 2.3, б);
- змішане – поєднуються різні види резервування (у схемі рис. 2.3, в поєднано загальне і навантажувальне резервування);
- постійне – резервні елементи беруть участь у функціонуванні об'єкта разом з основними (лінії W1 і W2 у схемі рис. 2.3, г, будучи в нормальному режимі увімкненими, резервують окремі ділянки основної мережі);
- заступне – функції основного елемента передаються резервному тільки після відмови основного (рис. 2.3, д);
- ковзне – кожен з групи основних елементів заміщається спільним резервним у випадкові моменти відмов основних (рис. 2.3, е).

У конкретних схемах ЕЕС вибирають такі види структурного резервування, які забезпечують максимальне підвищення надійності за мінімальної кількості надлишкових елементів.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Принципову різницю між невідновлюваними та відновлюваними об'єктами.
2. Причини виникнення відмов та їх можливі наслідки.
3. Відмінність між різновидами відмов і принципи аналізу відмов за типом, природою виникнення та характером усунення.
4. Сутність резервування як способу забезпечення надійності.

### Треба вміти:

1. Дати чітке визначення понять «елемент» та «система».
2. Навести причини, що призводять до несправності об'єктів.
3. Класифікувати відмови за різними ознаками.
4. Розрізняти одиничні та комплексні показники надійності.

**Слід запам'ятати, що:**

1. Надійність об'єкта – це комплексна властивість і залежно від призначення об'єкта та умов його застосування може характеризуватися такими властивостями як безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та збережуваність чи містити певні їх поєднання.

2. У деяких випадках той самий об'єкт залежно від особливостей, етапів експлуатації або призначення можна вважати відновлюваним або невідновлюваним.

3. Конкретні критерії відмов та відновлень встановлюють переважно нормативно-технічною документацією. Їх вибирають так, щоб забезпечити ідентифікацію працездатності та непрацездатності об'єкта максимально швидко та доступними технічними засобами.

4. Резервування – це спосіб забезпечення надійності об'єкта за рахунок використання надлишкових засобів та можливостей.

**Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. У чому полягає поняття надійності як властивості об'єкта?
2. Сформулюйте визначення надійності ЕЕС і поясніть його.
3. Дайте визначення показника надійності та наведіть приклади таких показників.
4. Перелічіть показники безвідмовності, довговічності та ремонтності об'єктів.
5. Що таке відмова і як визначають імовірність її виникнення?
6. Якими можуть бути відмови за типами і природою походження?
7. Оцініть резервування як метод забезпечення надійності.
8. Наведіть визначення навантажувального, ремонтного, аварійного, оперативного та експлуатаційного резерву потужності.
9. Наведіть приклади видів резервування в генерувальній частині ЕЕС.
10. Порівняйте наведені види структурного резервування в передавальній частині ЕЕС.

### РОЗДІЛ 3

## ЕЛЕМЕНТИ ТЕОРІЇ ЙМОВІРНОСТЕЙ ТА МАТЕМАТИЧНОЇ СТАТИСТИКИ В ЗАДАЧАХ АНАЛІЗУ НАДІЙНОСТІ

Згідно з ДСТУ 3440-96 «Системи енергетичні. Терміни та визначення» *електроустановка* – енергоустановка, призначена для виробництва чи перетворення, передавання, розподілення чи споживання електроенергії.

Електроустановки ЕЕС – це насамперед елементи її структури: ЛЕП, генерувальні агрегати ЕС, трансформатори та інше електроустаткування ЕС і ПС. Проблема надійності електроустановок вирішується у таких трьох основних напрямках:

- оцінювання значень показників надійності існуючих та новостворюваних електроустановок;
- розроблення та реалізація заходів щодо забезпечення необхідного рівня надійності електроустановок під час їх створення та експлуатації;
- оптимізація та нормування рівня надійності електроустановок.

Будь-які дослідження надійності та вирішення питань її забезпечення починаються для електроустановок з вивчення особливостей їх функціонування та структури, причин виникнення та характеру формування відмов. Отримані відомості разом з наявним математичним апаратом дають змогу побудувати математичні моделі надійності електроустановок, виконати з їх допомогою необхідні дослідження та розробити рекомендації щодо забезпечення ефективнішого їх функціонування.

Конкретні задачі аналізу, забезпечення, нормування та оптимізації надійності електроустановок розв'язують на стадіях їх розроблення (проектування), виготовлення та експлуатації. В усіх цих часових періодах вишукують найефективніші підходи, способи і засоби забезпечення надійності, які за малих матеріальних затрат дають змогу істотно підвищити рівень надійності виконання електроустановками їх безпосередніх функцій.

### 3.1. Елементи теорії ймовірностей в задачах аналізу надійності

Одним з найважливіших понять теорії ймовірності є поняття «*випадкова величина*». Випадковою називають величину, яка в результаті дослідження може набувати певних значень, причому заздалегідь невідомо, яких саме. Під час аналізу надійності енергообладнання методами математичної статистики доводиться мати справу з *дискретними* і з *неперервними* випадковими величинами. Дискретні можуть набувати лише відокремлених одне від одного значень, а неперервні – неперервно заповнюють деякий проміжок на числовій осі. До дискретних випадкових величин, зокрема, належать кількість виробів, що відмовили, кількість відмов устаткування за розглянутий проміжок часу тощо. До неперервних випадкових величин належить напрацювання до відмови або між двома послідовними відмовами, час відновлення агрегату тощо.

Для кількісного порівняння подій (наприклад, відмови устаткування) за ступенем їх імовірності потрібно з кожною з них пов'язати певне число, яке тим більше, чим імовірніша подія. Таке число, яке називають *імовірністю події*, є числовою мірою об'єктивної можливості цієї події. Поняття «*імовірність події*» пов'язане з досліджуваним поняттям «*частота події*». Одиницю виміру ймовірності визначають на основі двох протилежних видів подій: *достовірної*, тобто такої, яка в результаті дослідження неодмінно відбудеться, і *неможливої*, яка під час дослідження відбутися не може. Для першої ймовірність дорівнює одиниці, для другої – нулю. Отже, ймовірність будь-якої події перебуває в інтервалі  $0 \dots 1$ .

Існує клас подій, де можливий безпосередній розрахунок їх імовірностей. Це дослідження із *симетричними* та однаково можливими результатами. Декілька подій у таких дослідженнях утворюють *повну групу подій*, якщо в результаті дослідження має з'явитися принаймні одна з них.

*Несумісними* подіями в подібних дослідженнях є такі, які не можуть виникнути разом (наприклад, відмова агрегату й одночасно його безвідмовна робота протягом розглянутого періоду часу). Декілька подій у дослідженні називають *рівноможливими*, якщо за умовою симетрії жодна із цих подій не є об'єктивно більш можливою. Наприклад, відмова в роботі будь-якого агрегату з групи однотипних, що перебувають в однакових умовах експлуатації, рівноможлива.



Розрізняють групи подій, яким притаманні всі три властивості, тобто вони утворюють повну групу, а також є несумісними й рівноможливими. Події, що утворюють таку групу, називають *випадками*. Випадок вважають сприятливим для деякої події, якщо його виникнення спричиняє виникнення цієї події.

Імовірність події  $A$  в такому досліді можна оцінити за відносною часткою сприятливих випадків, що дорівнює відношенню кількості сприятливих випадків до загальної кількості випадків:

$$P(A) = \frac{m}{n}, \quad (3.1)$$

де  $P(A)$  – імовірність події  $A$ ;  $m$  – кількість випадків, сприятливих події  $A$ ;  $n$  – загальна кількість випадків.

Формулу (3.1) тривалий час використовували для визначення ймовірності події. Нині, формулюючи визначення поняття «ймовірність», виходять з інших принципів, безпосередньо пов'язуючи це поняття з емпіричним поняттям частоти або статистичної ймовірності події. Цю частоту події називають ще *статистичною ймовірністю* і позначають так:

$$P^*(A) = \frac{m}{n}. \quad (3.2)$$

Якщо кількість досліджень невелика, то частота події  $\frac{m}{n}$  за виразом (3.2) має випадковий характер. Проте зі збільшенням кількості досліджень  $n$  випадкові обставини, властиві кожному окремому дослідженню, взаємно поглинаються і частота стабілізується, наближуючись до певної середньої сталої величини.

Аналізуючи надійність енергоустаткування, використовують поняття «сума» й «добуток імовірних подій».

Сумою двох подій  $A$  та  $B$  називають подію  $C$ , що складається з події  $A$  або події  $B$ , або ж обох подій разом. Сумою декількох подій називають подію, що складається з принаймні однієї з цих подій. Імовірність суми подій завжди більша за ймовірності подій, що додаються.

Добутком двох подій  $A$  та  $B$  називають подію  $D$ , що полягає в одночасному виконанні подій  $A$  та  $B$ .

Добутком декількох подій називають подію, що полягає у спільному виникненні всіх цих подій.

Безпосередні способи обчислення ймовірностей комплексних подій часто ускладнені й не завжди можливі, тому застосовують непрямі методи, що дають змогу за відомими ймовірностями одних подій визначати ймовірності інших подій, що пов'язані з ними. Для цього використовують основні теореми теорії ймовірностей.

Однією з найважливіших вважають теорему про підсумовування ймовірностей: імовірність суми двох несумісних подій дорівнює сумі ймовірностей окремих подій, або

$$P(A + B) = P(A) + P(B). \quad (3.3)$$

Теорема (3.3) має такий наслідок: імовірність появи однієї з декількох взаємно несумісних подій, байдуже якої, дорівнює сумі ймовірностей цих подій:

$$P(A_1 + A_2 + \dots + A_n) = P(A_1) + P(A_2) + \dots + P(A_n).$$

Розглянуті в теорії ймовірностей події можуть бути *незалежними* або *залежними*. Подію  $A$  вважають незалежною від події  $B$ , якщо ймовірність події  $A$  не залежить від того, відбулася подія  $B$  чи ні; а залежною – якщо ймовірність події  $A$  змінюється залежно від того, відбулася подія  $B$  чи ні.

**Приклад 3.1.** Фрагмент електричної мережі має схему, наведену на рис. 3.1.

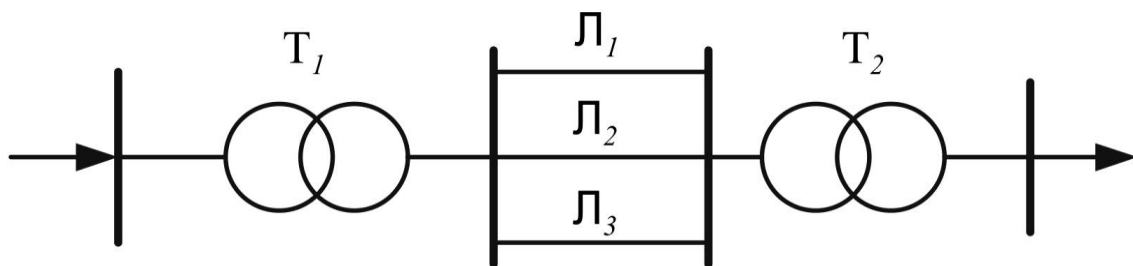


Рис. 3.1. Схема фрагменту електричної мережі

Імовірність відмови елементів, відповідно,  $q_{T_1} = 0,0005$ ;  $q_{T_2} = 0,0008$ ;  $q_{L_1} = q_{L_2} = 0,01$ ;  $q_{L_3} = 0,015$ . Визначити надійність безперервного електропостачання споживачів, що живляться від підстанції з трансформатором  $T_2$ .

*Розв'язання.* Суму ймовірностей кількох сумісних подій обчислюють так:

$$P(A + B + C) = P(A) + P(B) + P(C) - P(AB) - P(AC) - P(BC) + P(ABC),$$

де подія  $A$  – відмова першого трансформатора; подія  $B$  – відмова всіх паралельних ліній електропередачі; подія  $C$  – відмова другого трансформатора; подія  $A + B + C$  – припинення електропостачання споживачів через відмови елементів схеми.

Отже:

$$Q(B) = (0,01)^2 \cdot 0,015 = 0,15 \cdot 10^{-5};$$

$$Q(A + B + C) = 0,0005 + 0,0008 + 0,15 \cdot 10^{-5} - 0,0005 \cdot 0,0008 - 0,0008 \cdot 0,15 \cdot 10^{-5} - 0,15 \cdot 10^{-5} \cdot 0,0005 + 0,0005 \cdot 0,0008 \cdot 0,15 \cdot 10^{-5}.$$

$$Q(A + B + C) = 1,3 \cdot 10^{-3};$$

$$P(A + B + C) = 1 - 1,3 \cdot 10^{-3} = 0,9987.$$

*Відповідь:* ймовірність електропостачання споживачів дорівнює 0,9987.

**Приклад 3.2.** Статистична ймовірність пошкодження кожного кола двокової ЛЕП

$$P(A_1) = P(A_2) = 10^{-3}.$$

Двоколова ЛЕП забезпечує 75 % від необхідного резерву електропостачання. Кожне коло ЛЕП може забезпечити 75 % електропостачання споживачів. Розглядаючи пошкодження кіл ЛЕП як незалежні події, визначити ймовірність повної втрати та 25-відсоткового дефіциту електропостачання.

*Розв'язання.*

$$P(A)_{100\%} = P(A_1 A_2) = 10^{-6};$$

$$P(A)_{25\%} = P(A_1) \cdot [1 - P(A_2)] + P(A_2) \cdot [1 - P(A_1)];$$

$$P(A)_{25\%} = 10^{-3}(1 - 10^{-3}) + 10^{-3}(1 - 10^{-3}) = 2 \cdot 10^{-3},$$

де подія  $A_1$  – відмова першого кола ЛЕП; подія  $A_2$  – відмова другого кола ЛЕП; подія  $A$  – повне припинення електропостачання.

*Відповідь:* імовірність повного та 25-відсоткового припинення електропостачання споживачів, відповідно,  $P(A)_{100\%} = 10^{-6}$  та

$$P(A)_{25\%} = 2 \cdot 10^{-3}.$$

Імовірність події  $A$ , обчислену за умови, що відбулася подія  $B$ , називають *умовною ймовірністю події  $A$*  і позначають як  $P(A/B)$ .

Відповідно до теореми про взаємозалежні події, імовірність виконаних двох подій  $P(AB)$  дорівнює добутку ймовірності однієї з них і умовної ймовірності другої, обчисленої за умови, що перша подія відбулася, тобто

$$P(AB) = P(A)P(B/A). \quad (3.4)$$

Теорема (3.4) має такі наслідки: по-перше, якщо подія  $A$  не залежить від події  $B$ , тоді й подія  $B$  не буде залежати від події  $A$ , тобто:

$$\text{якщо } P(A) = P(A/B), \text{ то } P(B) = P(B/A); \quad (3.5)$$

відповідно до другого наслідку виразу (3.5) ймовірність добутку двох незалежних подій дорівнює добутку ймовірностей цих подій.

На підставі теорем (3.3) та (3.4) можна вивести формулу повної ймовірності. Відповідно, *повна ймовірність* деякої події  $A$ , що може відбутися разом з однією з подій  $H_1, H_2, \dots, H_n$ , які утворюють повну групу несумісних подій (гіпотез), становитиме

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(H_i)P(A/H_i). \quad (3.6)$$

Тобто, ймовірність події  $A$  обчислюють як суму добутків імовірностей кожної гіпотези та ймовірності події за відповідної гіпотези. Формулу (3.6) називають *формулою повної ймовірності події*.

Наслідком теореми множення та формули повної ймовірності події є теорема гіпотез. Нехай є повна група несумісних гіпотез  $H_1, H_2, \dots, H_n$ , імовірності яких відомі до досліду й, відповідно, дорівнюють  $P(H_1), P(H_2), \dots, P(H_n)$ . Виконано дослідження, у результаті якого з'явилася деяка подія  $A$ , у зв'язку з чим імовірності гіпотез змінюються і дорівнюють

$$P\left(\frac{H_i}{A}\right) = \frac{P(H_i)P\left(\frac{A}{H_i}\right)}{\sum_{i=1}^n P(H_i)P\left(\frac{A}{H_i}\right)}, i = 1, 2, \dots, n. \quad (3.7)$$

Формулу (3.7) називають формулою Баєса або теоремою гіпотез.

**Приклад 3.3.** Дві електростанції працюють на спільне навантаження. Повне електропостачання можливе лише у разі одночасної роботи двох електростанцій. Імовірність безвідмовної роботи за час  $t$  для першої електростанції дорівнює 0,96, для другої – 0,94. У системі за цей час одноразово було припинено енергопостачання. Визначити ймовірність того, що припинення спричинено відмовою першої електростанції.

*Розв'язання.* Оскільки у задачі йдеться про припинення електропостачання, спричинене відмовою першої електростанції (події несумісні та становлять повну групу подій), використаємо формулу Баєса.

$$P\left(\frac{B_k}{A}\right) = \frac{P\left(\frac{A}{B_k}\right)P(B_k)}{\sum_{k=1}^n P\left(\frac{A}{B_k}\right)P(B_k)},$$

де  $\sum_{k=1}^n P\left(\frac{A}{B_k}\right)P(B_k)$  – повна ймовірність.

Відповідно, ймовірності цих подій:

$$P(B_0) = 0,96 \cdot 0,94 = 0,902;$$

$$P(B_1) = 0,94 \cdot 0,04 = 0,038;$$

$$P(B_2) = 0,96 \cdot 0,06 = 0,058;$$

$$P(B_3) = 0,04 \cdot 0,06 = 0,0021;$$

$$P\left(\frac{A}{B_0}\right) = 0;$$

$$P\left(\frac{A}{B_1}\right) = P\left(\frac{A}{B_2}\right) = P\left(\frac{A}{B_3}\right) = 1;$$

$$P\left(\frac{B_1}{A}\right) = \frac{1 \cdot 0,038}{1 \cdot 0,038 + 1 \cdot 0,058 + 1 \cdot 0,0021};$$

$$P\left(\frac{B_1}{A}\right) = 0,385,$$

де подія  $B_0$  – обидві електростанції працюють; подія  $B_1$  – відмовила перша електростанція; подія  $B_2$  – відмовила друга електростанція; подія  $B_3$  – відмовили обидві електростанції.

*Відповідь:* імовірність припинення енергопостачання споживачів через відмову першої електростанції дорівнює 0,385.

У процесі практичного застосування теорії ймовірностей часто трапляються завдання, у яких однакові або аналогічні дослідження повторюються неодноразово. У результаті кожного дослідження може виникнути або не виникнути деяка подія  $A$ . Нас цікавить імовірність появи будь-якої кількості разів цієї події в серії досліджень.

Задачу вирішують просто, коли дослідження незалежні. У цьому разі ймовірність події  $A$  в усіх дослідженнях однакова. Нехай здійснюється  $n$  незалежних досліджень, у кожному з яких імовірність появи події  $A$  дорівнює  $p$ , тоді ймовірність того, що подія  $A$  з'явиться саме  $m$  разів, визначають за формулою

$$P_{m,n} = C_n^m p^m q^{n-m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} p^m q^{n-m}, \quad (3.8)$$

де  $C_n^m$  – кількість сполучень від  $n$  до  $m$ ;  $q$  – це імовірність того, що подія  $A$  не відбудеться,  $q = 1 - p$ .

Оскільки вираз (3.8) за формою являє собою розкладання бінома  $(q + p)^n$ , розподіл ймовірностей, який відповідає виразу (3.8), називають *біномним*.

**Приклад 3.4.** Статистична ймовірність пошкодження ізоляції трансформатора за нормального режиму мережі з малим струмом замикання на землю  $P\left(\frac{A}{B_1}\right) = 0,001$ .

Під час замикання однієї фази мережі на землю ймовірність пошкодження збільшується до  $P\left(\frac{A}{B_2}\right) = 0,005$ . Як показують спостереження, робота із заземленою фазою мережі триває 100 год. за рік.

Визначити ймовірність пошкодження трансформатора.

*Розв'язання.* Використовуючи формулу для повної ймовірності, маємо:

$$P(A) = \sum_{k=1}^n P\left(\frac{A}{B_k}\right) P(B_k);$$

$$P(B_2) = \frac{100}{8760} = 0,0114;$$



$$P(B_1) = 1 - 0,0114 = 0,9886;$$

$$P(A) = 0,001 \cdot 0,9886 + 0,005 \cdot 0,0114 = 0,00105,$$

де подія  $A$  – пошкодження трансформатора, можлива у двох випадках; подія  $B_2$  – пошкодження трансформатора у період заземленої фази; подія  $B_1$  – пошкодження трансформатора у період незаземленої фази.

*Відповідь:* ймовірність пошкодження трансформатора за рік становить 0,00105.

**Приклад 3.5.** В енергосистемі працюють п'ять однотипних генераторів. Розглядаючи їх відмови як незалежні випадкові події з однаковою ймовірністю  $P(A) = 0,1$ , визначити ймовірність одночасного пошкодження всіх генераторів; трьох генераторів; не менше трьох генераторів.

*Розв'язання.* Подія  $A$  – відмова одного генератора. Оскільки подія  $A$  не залежить від того, як працюють інші генератори, а ймовірність відмови однакова в усіх випадках, то використаємо формулу Бернуллі:

$$P = C_n^m P(A)^m P(\bar{A})^{n-m} = \frac{n!}{m!(n-m)!} \cdot P(A)^m P(\bar{A})^{n-m};$$

для п'яти генераторів

$$P(5) = \frac{5!}{5!(5-5)!} \cdot 0,1^5 \cdot 0,9^0 = 10^{-5}.$$

Ймовірність одночасної відмови трьох із п'яти генераторів відповідно:

$$P(3) = \frac{5!}{3!(5-3)!} \cdot 0,1^3 \cdot 0,9^2 = 8,1 \cdot 10^{-3}.$$

Визначимо ймовірність одночасної відмови не менше трьох генераторів, тобто, коли пошкоджуються три, чотири або п'ять генераторів. Обчислимо пошкодження чотирьох генераторів:

$$P(4) = \frac{5!}{4!(5-4)!} \cdot 0,1^4 \cdot 0,9^1 = 4,5 \cdot 10^{-4};$$

$$P_{3,5} = \sum_{k=3}^5 P(k) = 4,5 \cdot 10^{-4} + 10^{-5} + 8,1 \cdot 10^{-3} = 8,56 \cdot 10^{-3}.$$

*Відповідь:* ймовірність пошкодження п'яти генераторів дорівнює 0,00001; трьох генераторів – 0,0081; менше трьох генераторів – 0,00856.

Випадкову величину можна повністю описати з погляду ймовірності якщо задати розподіл імовірностей. Випадкові величини позначають великими літерами (наприклад,  $X$ ), а їх можливі значення – відповідними малими літерами алфавіту ( $x$ ).

*Законом розподілу випадкової величини* називають співвідношення між можливими значеннями випадкової величини й відповідними їм імовірностями. Для дискретної випадкової величини закон розподілу ймовірностей подають у вигляді ряду розподілу. Взаємозв'язок задають графічно або у вигляді табл. 3.1.

Таблиця 3.1

**Ряд розподілу дискретної випадкової величини**

$X_i$	$X_1$	$X_2$	...	$X_n$
$P_i$	$P_1$	$P_2$	...	$P_n$

Для неперервної випадкової величини таку характеристику побудувати не можна, оскільки ця величина може мати нескінченну множину значень, що суцільно заповнюють проміжок. Крім того, кожному окремому значенню неперервної випадкової величини зазвичай не властива ніяка відмінна від нуля ймовірність, тому для неперервної випадкової величини не існує ряду розподілу в тому розумінні, у якому його описано для дискретної величини, але, у той самий час, різні області можливих значень випадкової величини  $X$  не однаково ймовірні. Для кількісної характеристики розподілу ймовірностей неперервної випадкової величини використовують не ймовірність події  $X = x$ , а ймовірність події  $X < x$ , де  $x$  – деяка поточна змінна. Імовірність цієї події є функцією від  $x$ , яку називають *функцією розподілу* випадкової величини  $X$  і позначають  $F(x)$ ;  $F(x) = P(X < x)$ .

Таку функцію ще називають *інтегральною функцією розподілу*. Цю універсальну характеристику випадкової величини використовують як для неперервних, так і для дискретних випадкових величин, вона повністю визначає випадкову величину з імовірнісного погляду. Функція  $F(x)$  не спадна, крім того,  $F(-\infty) = 0$  та  $F(+\infty) = 1$ . В окремих точках вона може мати розриви.

Вирішуючи практичні завдання, потрібно обчислювати ймовірність того, що випадкова величина набуде значень, які перебувають у певних межах, наприклад, від  $\alpha$  до  $\beta$ :

$$P(\alpha \leq x < \beta) = F(\beta) - F(\alpha). \quad (3.9)$$

Лівий кінець інтервалу прийнято включати в ділянку, а правий – не включати. Отже, імовірність включення випадкової величини на задану ділянку дорівнює приросту функції розподілу на цій ділянці.

Першу похідну функції розподілу називають *густиною розподілу* або *густиною імовірності* неперервної випадкової величини

$$f(x) = F'(x). \quad (3.10)$$

Приклад функції розподілу неперервної випадкової величини наведено на рис. 3.2.

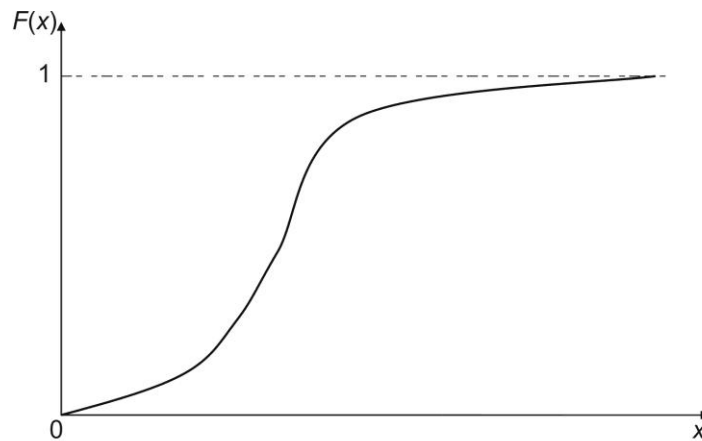


Рис. 3.2. Графік функції розподілу неперервної випадкової величини

Лінію, що зображує густину розподілу випадкової величини, називають *кривою розподілу*. Зазвичай функція розподілу неперервна, тому густина її розподілу також є функцією неперервною і завжди додатною (рис. 3.3).

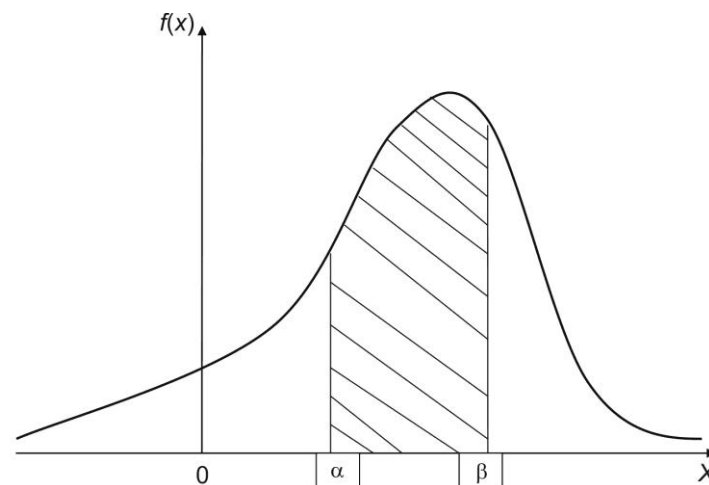


Рис. 3.3. Графік густини розподілу неперервної випадкової величини

Імовірність потрапляння величини  $x$  на відрізок від  $\alpha$  до  $\beta$  дорівнює площі кривої розподілу, що прилягає до цього відрізка (рис. 3.3), і виражається інтегралом

$$P(\alpha \leq X < \beta) = \int_{\alpha}^{\beta} f(x) dx. \quad (3.11)$$

Функція розподілу, виражена через густину

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx. \quad (3.12)$$

Серед числових характеристик випадкових величин найперше виокремлюють ті, які визначають положення випадкової величини на числовій осі, а саме: математичне сподівання (середнє значення), моду й медіану.

Математичним сподіванням випадкової величини називають суму добутків усіх значень випадкової величини на ймовірності цих значень:

$$m_x = M(X) = \sum_{i=1}^n x_i P_i. \quad (3.13)$$

Таке визначення математичного сподівання справедливе для дискретної випадкової величини. Для неперервної величини  $x$  математичне сподівання буде

$$m_x = M(X) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx. \quad (3.14)$$

Як бачимо, математичне сподівання – це перший початковий момент випадкової величини  $X$ .

Математичне сподівання випадкової величини залежить від середнього арифметичного значення випадкової величини для великої кількості досліджень, яке позначають так:

$$M^*(X) = \sum_{i=1}^n x_i \frac{m_i}{N}, \quad (3.15)$$

де  $m_i$  – кількість виникнень у дослідженнях значення  $x_i$ ;  $N$  – кількість незалежних досліджень.

Відношення  $m_i/N = P_i^*$  називають *частотою* або *статистичною ймовірністю* подій  $X = x_i$ . Зі збільшенням кількості досліджень  $N$  значення  $P_i^*$  наближаються до відповідних імовірностей  $P_i$ , а середнє арифметичне значення випадкової величини  $M^*[X]$  – до її математичного сподівання.

**Приклад 3.6.** На ТЕС працюють 6 енергоблоків загальною потужністю 1600 МВт ( $4 \times 300 + 2 \times 200$ ). Імовірність аварійного виходу з ладу для блоків 300 МВт становить 0,004, а для блоків 200 МВт – 0,003. У період осінньо-зимового максимуму ТЕС працює в базисі графіка навантаження на повну потужність. Визначити обсяг електроенергії, втраченої під час аварії на ТЕС.

*Розв'язання.* Період осінньо-зимового максимуму навантаження охоплює чотири місяці, у середньому по 30 днів кожен. Отже,  $t = 120 \cdot 24 = 2880$  год.

Втрачена електроенергія під час аварії

$$M(\Delta W) = \sum_k w_k p_k = (4 \cdot 300 \cdot 0,004 + 2 \cdot 200 \cdot 0,003) \cdot 2880 = 17,28 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

*Відповідь.* Математичне сподівання не відпущеної з шин електростанції електроенергії становить 17,28 МВт · год.

**Приклад 3.7.** Приклад статистичного ряду середньомісячних результатів спостережень спускань води з водосховища та відповідного вироблення електроенергії на гідроелектростанції (ГЕС) наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.2

**Статистичний ряд середньомісячних результатів спостережень спускань води із водосховища та відповідного вироблення електроенергії на ГЕС**

$N$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\frac{Q}{Q_{\max}}$	0,5	0,4	0,8	1	1	0,9	0,9	0,85	0,65	0,6	0,55	0,5
$\frac{N}{N_{\max}}$	0,4	0,35	0,7	1	0,95	0,85	0,8	0,75	0,55	0,45	0,45	0,4

Обчислити статистичні характеристики двовимірного випадкового вектора та записати одне з рівнянь регресії його компонент.

*Розв'язання.* Математичне сподівання для кожного елемента, відповідно:

$$M(Q) = \frac{\sum_i Q_i}{12} = 0,721; \quad M(N) = \frac{\sum_i N_i}{12} = 0,638.$$

Дисперсія:

$$D(Q) = \frac{1}{11} \cdot \sum_i (Q_i - M(Q))^2 = 0,045; \quad D(N) = \frac{1}{11} \cdot \sum_i (N_i - M(N))^2 = 0,054.$$

Середнє квадратичне відхилення:

$$\delta(Q) = \sqrt{D(Q)} = 0,212; \quad \delta(N) = \sqrt{D(N)} = 0,232.$$

Коефіцієнт коваріації:

$$k(Q, N) = \frac{\sum_i (Q_i - M(Q)) \cdot (N_i - M(N))}{12} = 0,044.$$

Запишемо рівняння регресії

$$M(N, Q) = \frac{k(Q, N)}{(\delta(Q))^2} \cdot (Q - M(Q)) + M(N) = \frac{0,044}{0,045} \cdot (Q - 0,721) + 0,638;$$

$$M(N, Q) = 0,978 \cdot Q - 0,067.$$

Відповідь:  $M(Q) = 0,721$ ;  $M(N) = 0,638$ ;

$$D(Q) = 0,045; \quad D(N) = 0,054;$$

$$\delta(Q) = 0,212; \quad \delta(N) = 0,232; \quad k(Q, N) = 0,044.$$

Рівняння регресії  $M(N, Q) = 0,978Q - 0,067$ .

Модою  $M$  випадкової величини називають її найімовірніше значення.

Для неперервної випадкової величини модою вважають те значення, у якому густина ймовірності є максимальною (рис. 3.4). У деяких випадках крива розподілу може мати більше одного максимуму; такий розподіл називають *полімодальним*. Медіаною випадкової величини  $X$  називають таке її значення  $Me$ , для якого  $P(X < Me) = P(X > Me)$ , тобто з однаковою ймовірністю може виявитися випадкова величина, більша або менша від  $Me$ . Геометрично медіана – це абсциса точки, у якій площа, обмежена кривою розподілу, ділиться навпіл (рис. 3.5).

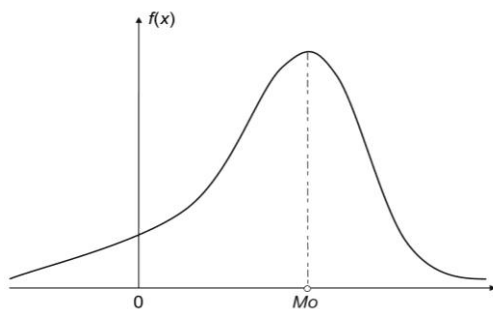


Рис. 3.4. Графік визначення моди  $M_0$  неперервної випадкової величини

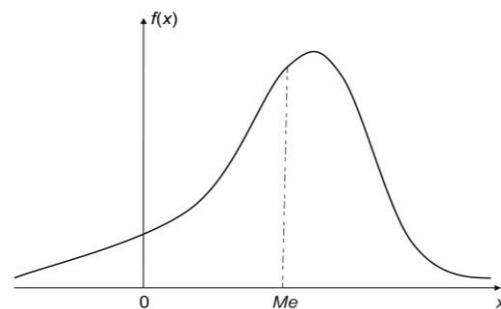


Рис. 3.5. Графік визначення медіани  $Me$  неперервної випадкової величини



У разі симетричного модального розподілу медіана збігається з модою та математичним сподіванням. *Центрованою випадковою величиною*  $X$ , що відповідає величині  $X$ , називають відхилення випадкової величини  $X$  від її математичного сподівання:

$$X^0 = X - m_x. \quad (3.16)$$

Центрування випадкової величини полягає у перенесенні початку координат у середню (центральну) точку, абсциса якої дорівнює математичному сподіванню.

*Дисперсія випадкової величини* характеризує розсіювання (розкидання) значень величини близько від її математичного сподівання. Для дискретних випадкових величин

$$D(X) = \sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2 P_i, \quad (3.17)$$

а для неперервних

$$D(X) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - m_x)^2 f(x) dx. \quad (3.18)$$

Для наочної характеристики розсіювання зручніша величина, розмірність якої збігається з розмірністю випадкової величини. Для цього беруть квадратний корінь з дисперсії, а отриману величину називають *середнім квадратичним відхиленням* (інакше – стандартом) випадкової величини  $X$ :

$$\sigma(X) = \sqrt{D(X)}, \quad (3.19)$$

де  $\sigma_x$  – середнє квадратичне відхилення.

Випадкові величини у завданнях надійності можуть мати різні розподіли ймовірностей, що визначаються фізичним змістом явищ. Розглянемо деякі найбільш типові для теорії надійності види розподілу випадкових величин. Почнемо з імовірності розподілу дискретних випадкових величин. Припустимо, випробовують групу невідновлюваних об'єктів протягом фіксованого напрацювання. У такому разі випадкова кількість об'єктів, які відмовили в інтервалі напрацювання, матиме біномний розподіл. Імовірність того, що випадкова величина  $m$  не перевищить заданого значення  $m'$ , знаходять за формулою

$$P(m \leq m') = \sum_{m=0}^{m'} c_n^m p^m q^{n-m}. \quad (3.20)$$

Математичне сподівання й дисперсію випадкової величини, розподіленої за біномним законом, розраховують за формулами  $M[m] = nP$ ,  $D[m] = \sigma^2[m] = nPq$ . За великих значень  $n$  біномний розподіл наближається до нормального з параметрами  $a = nP$  та  $\sigma^2 = nPq$ .

Якщо у відновлюваному об'єкті потік відмов найпростіший, то випадкова кількість відмов об'єкту протягом фіксованого напрацювання має *розподіл Пуассона*. Цьому ж закону розподілу підпорядковано випадкову кількість відмов відновлюваного виробу протягом періоду припрацювання. Здебільшого розподіл Пуассона застосовують як зручне наближення до біномного розподілу.

**Приклад 3.8.** В енергосистемі працює 500 комплектів релейного захисту. Імовірність неспрацювання захисту становить 0,002. Визначити ймовірність неспрацювання трьох комплектів релейного захисту.

*Розв'язання.* За умовою  $n = 500$ ,  $k = 3$ ,  $p = 0,002$ . Події, що полягають у відмові трьох комплектів релейного захисту незалежні, кількість  $n$  велика, а ймовірність у кожному з випадків мала, тому використаємо розподіл Пуассона:

$$P_n(k) = \frac{\lambda^k e^{-\lambda}}{k!}; \quad \lambda = np = 500 \cdot 0,002 = 1;$$

$$P_{500}(3) = \frac{1^3 \cdot e^{-1}}{3!} = 0,061.$$

*Відповідь.* Імовірність неспрацювання трьох комплектів релейного захисту дорівнює 0,061.

Згідно з розподілом Пуассона ймовірність того, що випадкова величина  $M$  (ціла і додатна) набуде значення  $m$ , визначають за формулою:

$$P(m) = \frac{1}{m!} a^m e^{-a}, \quad m = 0, 1, 2, 3, \dots,$$

де  $a$  – параметр розподілу.

Математичне сподівання й дисперсія розподілу Пуассона рівні між собою і становлять  $M[X] = \sigma^2[X] = a$ .

Розглянемо важливий у теорії ймовірностей *нормальний закон розподілу* неперервних випадкових величин (закон Гауса). Цей закон на практиці використовують найчастіше. Його основна особливість полягає в тому, що він є граничним законом, до якого наближаються всі інші закони розподілу.

Зокрема, цьому закону підпорядковуються похибки вимірювання. Час відновлення ремонтіваних об'єктів наближено розподілений за нормальним законом. Іноді за нормальним законом розподіляється напрацювання до відмови невідновлюваних об'єктів. Нормальний розподіл переважно використовують для наближених розрахунків у випадках біномного розподілу або розподілу Пуассона.

Функція нормального розподілу має вигляд

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} dx, \quad (3.21)$$

де  $a$  – математичне сподівання;  $\sigma^2$  – дисперсія випадкової величини.

Нормована й центрована функція нормального розподілу є табульованою:

$$F_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{x^2}{2}} dx. \quad (3.22)$$

Для ненормованої й нецентрованої функції нормального розподілу

$$F(x) = F_0\left(\frac{x-a}{\sigma}\right). \quad (3.23)$$

Густину ймовірності нормального розподілу (рис. 3.6) обчислюють за формулою

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}}. \quad (3.24)$$

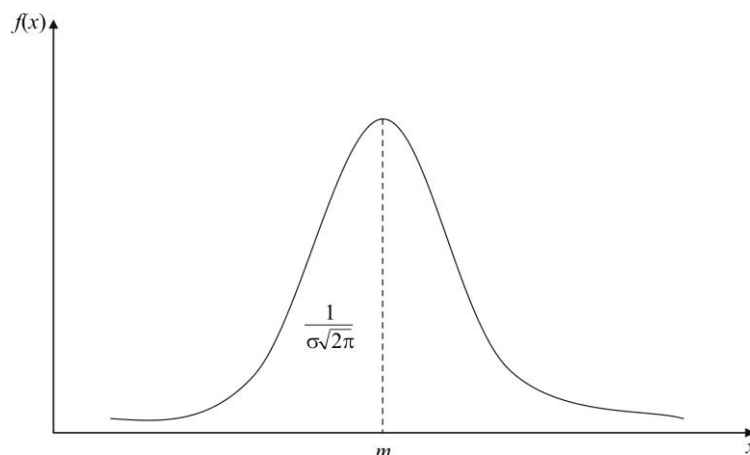


Рис. 3.6. Графік визначення густини ймовірності нормального розподілу неперервної випадкової величини

Розподіл, у якому  $a = 0$ , називають *центрованим*. Графік функції  $f(x)$  розміщено симетрично до початку координат.

Для забезпечення універсальності таблиць застосовують безрозмірний (нормований) аргумент. Для цього приймають  $\sigma = 1$ . У результаті розраховують нормоване і центроване розподілення, густина якого табульована,

$$\varphi_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}}. \quad (3.25)$$

Щоб обчислити  $f(x)$ , використовують співвідношення

$$f(x) = \frac{1}{\sigma} \varphi_0\left(\frac{x-a}{\sigma}\right). \quad (3.26)$$

Якщо напрацювання  $x$  до відмови наближено розподілене за нормальним законом, то ймовірність відмови на проміжку  $0 \dots x$  розраховують так:

$$P(x) = \int_x^{\infty} f(x) dx = 1 - F(x) = F_0\left(\frac{a-x}{\sigma}\right). \quad (3.27)$$

Інтенсивність відмов

$$\lambda(x) = \frac{f(x)}{P(x)} = \frac{1}{\sigma} * \frac{\varphi_0\left(\frac{x-a}{\sigma}\right)}{F_0\left(\frac{a-x}{\sigma}\right)} = \frac{1}{\sigma} f_1\left(\frac{a-x}{\sigma}\right), \quad (3.28)$$

де  $f_1(y) = \frac{\varphi_0(y)}{F_0(y)}$  – табульована функція.

**Приклад 3.9.** Математичне сподівання значення напруги на шинах підстанції  $M = 108$  кВ; стандартне відхилення  $\delta = 5$  кВ за номінального значення напруги 110 кВ. За нормальним законом розподілу визначити ймовірність того, що напруга на шинах підстанції:

- перебуватиме в межах 109–112 кВ;
- буде меншою за 105 кВ.

*Розв'язання.* Згідно нормального розподілу функція густини відхилення напруги

$$U(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-M)^2}{2\sigma^2}} = \frac{1}{5\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-108)^2}{50}},$$

або функція відхилення напруги

$$f(u) = \frac{1}{5\sqrt{2\pi}} \int_{109}^{112} e^{-\frac{(u-108)^2}{50}} du = F(0,8) - F(0,2) = 0,2881 - 0,0793 = 0,2088.$$

За напруги, меншої ніж 105 кВ,

$$f(u) = \frac{1}{5\sqrt{2\pi}} \int_0^{105} e^{-\frac{(u-108)^2}{50}} du = F\left(\frac{105-108}{5}\right) + 0,5 = -0,2257 + 0,5 = 0,2743.$$

*Відповідь.* Імовірність того, що напруга на шинах генератора коливатиметься від 109 до 112 кВ, становить 0,2088, а ймовірність того, що напруга буде нижчою за 105 кВ, становить 0,2743.

Напрацювання до відмови багатьох невідновлюваних об'єктів підпорядковано експоненціальному розподілу. Для нього густина ймовірності

$$f(x) = \lambda \exp(-\lambda x), \quad (3.29)$$

де  $\lambda$  – параметр розподілу;  $x \geq 0$ .

Функція цього розподілу

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (3.30)$$

де  $t$  – напрацювання.

Імовірність безвідмовної роботи до напрацювання  $t$

$$P(t) = e^{-\lambda t}. \quad (3.31)$$

Експонентний розподіл часто використовують для розгляду раптових відмов у разі, коли явища зношування і старіння виражені слабо. Експоненціальному розподілу підпорядковано також напрацювання відновлюваних об'єктів між сусідніми відмовами до закінчення періоду припрацювання. У першому наближенні час відновлення об'єктів розподілено також за експоненціальним законом.

### 3.2 Методи математичної статистики в задачах аналізу надійності

Для розв'язання задач надійності в електроенергетичних системах налагоджено збирання інформації про відмови електроустановок. Збирають статистичні дані на основі єдиної системи обліку, яка передбачає ведення первинної технічної документації про відмови й аварії, складання технічної звітності, збереження отриманих статистичних даних та їх централізовану обробку. Зібраний статистичний матеріал слугує не лише для потреб аналізу надійності, а й для вивчення причин відмов та розроблення заходів, спрямованих на підвищення надійності електроустановок, які реалізуються на стадіях проектування, виготовлення, монтажу та експлуатації.

Ефективним засобом нагромадження статистичної інформації про відмови є випробування, хоча вони мають такий недолік, як значні витрати часу та матеріальні затрати. Випробування повинні проводитися в умовах і режимах роботи, близьких до експлуатаційних. Вони поділяються на визначальні та контрольні. **Визначальні випробування** проводять для всіх новостворених та модернізованих виробів на їх дослідних зразках з метою визначення фактичних значень показників надійності та перевірки відповідності показників технічному завданню або чинним нормам. **Контрольні випробування** простіші. Вони покликані констатувати факт, що значення показника надійності досліджуваного виробу не нижче за встановлену норму із заданою ймовірністю (переважно з ймовірністю 0,8). Контрольні випробування повинні проводитися на базових моделях устаткування одного типу періодично в терміни, передбачені технічними умовами, а також після змін конструкції, матеріалів чи технології виготовлення, які впливають на показники надійності.

Збирання інформації про відмови, її обробка, встановлення значень показників надійності за статистичними даними, планування випробувань та спостережень тощо виконують за методами математичної статистики. Використання цих методів проілюстровано нижче на прикладі трьох важливих для практики надійності задач: встановлення закону розподілу випадкової величини; оцінка ступеня достовірності статистичних показників надійності; визначення необхідних обсягів статистичних даних. Методи обробки статистичної інформації, одержаної в результаті випробувань чи за даними експлуатації, однакові, тому надалі джерела інформації про відмови розмежовувати не будемо.

**Встановлення закону розподілу випадкової величини.** Нехай у результаті спостережень, випробувань чи вимірювань встановлено  $n$  значень деякої випадкової величини  $X$  (часу безвідмовної роботи, амплітуди струму блискавки тощо). Одержану сукупність значень  $X$  називають простим статистичним рядом. Для встановлення закону розподілу величини  $X$  виділяють три етапи:

- оброблення даних простого статистичного ряду та побудова гістограми чи статистичної функції розподілу;
- вибір виду теоретичного розподілу та розрахунок його параметрів;
- перевірка відповідності теоретичного розподілу статистичному за критеріями згоди.



Етап 1. Діапазон значень  $X$  поділяють на  $m$  інтервалів (розрядів), підраховують кількість значень  $n_i$  в кожному розряді, обчислюють статистичну частоту  $p_i^*$  (імовірність потрапляння випадкової величини в  $i$ -й інтервал) за формулою

$$p_i^* = n_i / n, \quad \left( \sum_{i=1}^m p_i^* = 1 \right) \quad (3.32)$$

і будують статистичний ряд (табл. 3.3). Якщо випадкова величина потрапляє точно на межу двох інтервалів, то до суміжних значень  $n_i$  та  $n_{i+1}$  додають по 0,5. Число розрядів рекомендується вибирати рівним 10...20.

Таблиця 3.3

**Статистичний ряд випадкової величини**

Інтервали значень	$x_1, x_2$	$x_2, x_3$	...	$x_i, x_{i+1}$	...	$x_m, x_{m+1}$
Кількість значень в інтервалі	$n_1$	$n_2$	...	$n_i$	...	$n_m$
Статистична частота	$p_1^*$	$p_2^*$	...	$p_i^*$	...	$p_m^*$

Потім статистичний ряд оформляють графічно у вигляді гістограми (рис. 3.7, а). Для цього по осі значень  $x$  відкладають розряди і на кожному розряді, як на основі, будують прямокутник заввишки

$$h_i = p_i^* / \Delta x_i. \quad (3.33)$$

Повна площа гістограми згідно з (3.32) дорівнює одиниці. Гістограма завжди вписується у криву густини розподілу випадкової величини  $X$ .

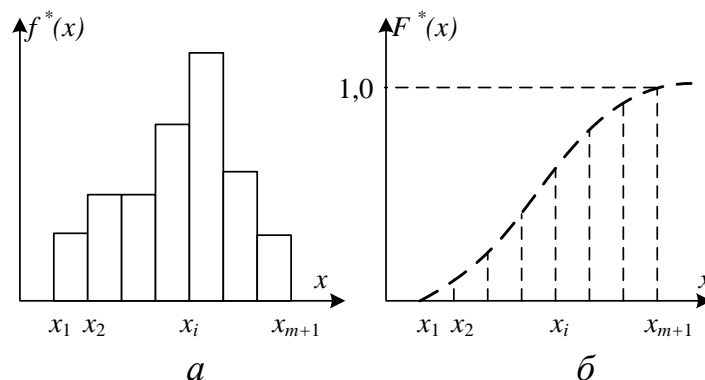


Рис. 3.7. Гістограма (а) і статистична функція розподілу (б)

Для побудови статистичної функції розподілу (рис. 3.7, б) розраховують її значення в дискретних точках, що відповідають межах інтервалів

$$\begin{aligned}
F^*(x_1) &= 0; \quad F^*(x_2) = p_1^*; \quad F^*(x_3) = p_1^* + p_2^*; \\
F^*(x_i) &= \sum_{k=1}^{i-1} p_k^*; \quad F^*(x_{m+1}) = 1, 0.
\end{aligned}
\tag{3.34}$$

*Етап 2.* Тут розв'язують задачу вирівнювання статистичного ряду, яка полягає у виборі кривої теоретичного розподілу, що якнайкраще описує цей статистичний розподіл. Теоретичну криву вибирають переважно, враховуючи міркування, пов'язані із суттю задачі (фізикою явища). У разі відсутності таких міркувань теоретичний розподіл вибирають за зовнішнім виглядом обвідної  $f^* x$  чи  $F^* x$ . Потім встановлюють значення параметрів теоретичного розподілу, за яких його відповідність статистичному розподілові найповніша.

Одним з методів розв'язання такої задачі є метод моментів. За цим методом шукані параметри вибирають з таким розрахунком, щоб деякі найважливіші числові характеристики (моменти) теоретичного розподілу дорівнювали відповідним статистичним характеристикам.

За даними статистичного ряду (табл. 3.2), математичне сподівання (статистичне середнє випадкової величини)  $m_x^*$  і статистичну дисперсію  $D_x^*$  обчислюють як

$$m_x^* = M^*[X] = \sum_{i=1}^m x_{i\text{cp}} p_i^*; \quad D_x^* = D^*[X] = \sum_{i=1}^m (x_{i\text{cp}} - m_x^*)^2 p_i^*,
\tag{3.35}$$

де  $x_{i\text{cp}}$  – середнє значення випадкової величини в  $i$ -му розряді.

Аналогічно обчислюють статистичні початкові та центральні моменти будь-яких порядків

$$\alpha_s^*[X] = \sum_{i=1}^m x_{i\text{cp}}^s p_i^*; \quad \mu_s^*[X] = \sum_{i=1}^m (x_{i\text{cp}} - m_x^*)^s p_i^*.
\tag{3.36}$$

Припустимо, що висунуто гіпотезу експоненційного розподілу (3.12). Його єдиний параметр може бути визначений двома способами

$$\lambda = 1/m_x^*; \quad \lambda = 1/\sqrt{D_x^*} = 1/\sigma_x^*.
\tag{3.37}$$

Якщо для досліджуваного статистичного розподілу  $m_x^*$  та  $\sigma_x^*$  чисельно різні, то бажано знати, яка з формул забезпечує краще наближення експоненційного розподілу до статистичного. На це питання можна відповісти, застосувавши критерії згоди.

Аналогічна ситуація складається, коли визначають два параметри теоретичного розподілу. Їх можна шукати, добиваючись збігу математичних сподівань і дисперсій або двох моментів вищих порядків. При цьому не рекомендується користуватися моментами вище четвертого порядку, оскільки точність обчислення моментів зі збільшенням порядку падає.

*Етап 3.* Узгодженість статистичного та підбраного теоретичного розподілу найчастіше перевіряють, використовуючи критерій згоди К. Пірсона (критерій  $\chi^2$ ). Не вдаючись до теоретичних засад критерію, наведемо послідовність перевірки узгодженості розподілів.

1. Визначають міру розходження  $\chi^2$  за формулою

$$\chi^2 = n \sum_{i=1}^m (p_i^* - p_i)^2 / p_i = \sum_{i=1}^m (n_i - np_i)^2 / (np_i), \quad (3.38)$$

де  $p_i$  – імовірність потрапляння випадкової величини в  $i$ -й інтервал, визначена за встановленим теоретичним розподілом

$$p_i = F(x_{i+1}) - F(x_i). \quad (3.39)$$

2. Визначають параметр  $r$  – число «ступенів вільності» розподілу

$$r = m - s, \quad (3.40)$$

де  $s$  – кількість незалежних умов, накладених на частоти  $p_i^*$ .

Першою незалежною умовою, яка завжди враховується, є умова (3.32) рівності одиниці суми частот усіх розрядів. Другою і наступними умовами є вирази  $m_x^*$ ,  $D_x^*$ ,  $\alpha_s^*[X]$  і  $\mu_s^*[X]$ . Враховують ті з виразів, які використовують для визначення параметрів теоретичного розподілу.

3. Звертаються до таблиці розподілу  $\chi^2$  і за розрахованими значеннями  $\chi^2$  та  $r$  визначають імовірність  $p$  того, що величина, підпорядкована розподілу  $\chi^2$ , перевищить значення, обчислене за формулою (3.38). Якщо  $p > 0.3$ , то можна вважати, що встановлений теоретичний розподіл добре узгоджується зі статистичним. Допускаються навіть дещо менші значення  $p$ .

**Приклад 3.10.** В електроенергетичній системі реєструвався час  $T_{\text{л}}$  роботи ПЛ 35 кВ між відмовами. Оскільки ПЛ мали різну довжину  $l$ , то щоб узагальнити статистичний матеріал, величина  $T_{\text{л}}$  зводилася до єдиної довжини 100 км за формулою

$$T = T_{\text{л}} l / 100.$$

Зафіксовано 40 значень часу  $T$ , вимірюваного в годинах: 2540, 8800, 12420, 7670, 4070, 3980, 1330, 6870, 1900, 10340, 980, 1590, 3940, 3430, 5550, 4740, 7390, 7540, 9380, 6530, 1200, 1610, 3760, 6320, 15200, 1410, 3340, 3900, 5070, 4290, 8700, 1300, 11380, 2570, 6930, 7720, 1740, 3880, 2630, 4970. Встановити закон розподілу часу роботи між відмовами.

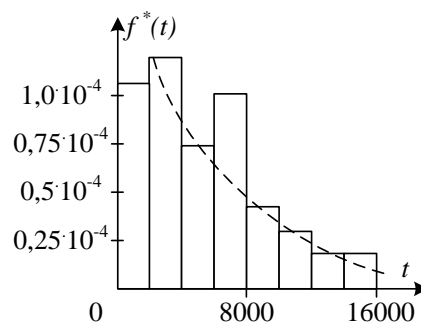
*Розв'язання.* Значення величини  $T$  знаходяться в діапазоні 0–16000 год. Розділимо його на 8 інтервалів і для кожного з них обчислимо величини, вказані в табл. 3.4.

Гістограма, побудована на рис. 3.8 за даними табл. 3.4, показує, що характер зміни  $f^* t$  переважно відповідає експоненційному розподілові. Тому приймемо гіпотезу цього закону розподілу.

Таблиця 3.4

**Результати оброблення статистичних даних**

Інтервали величини $T$		0–2000	2000–4000	4000–6000	6000–8000	8000–10000	10000–12000	12000–14000	14000–16000
Кількість значень $T$	$n_i$	9	10	6	8	3	2	1	1
Середнє значення $T$	$T_{i\text{ср}}$	1451	2997	4782	7121	8960	10860	12420	15200
Статистична частота	$p_i^*$	0,225	0,25	0,15	0,20	0,075	0,05	0,025	0,025
Теоретична частота	$p_i$	0,32	0,22	0,15	0,11	0,07	0,05	0,03	0,02

Рис. 3.8. Гістограма величини  $T$ 

Математичне сподівання часу роботи між відмовами  $m_T^* = T_{\text{ср}}^*$ , обчислене за формулою (3.35), дорівнює 5223 год. Крива густини теоретичного розподілу наведена на рис. 3.8 штриховою лінією. Наведена в табл. 3.4 теоретична частота  $p_i$  розрахована за формулою (3.39).

Для виявлення ступеня узгодженості статистичного та прийнятого теоретичного розподілу за формулами (3.38) і (3.40) розраховано значення  $\chi^2 = 4,34$  і  $r = 6$ . За таблицею розподілу  $\chi^2$  встановлюємо, що ймовірність  $p = 0,63$ . Отже, узгодженість статистичного і теоретичного розподілів забезпечена.

Слід зазначити, що критерії згоди оцінюють відповідність теоретичного розподілу наявному статистичному матеріалові, а не реальному розподілові досліджуваної випадкової величини. Теоретичний розподіл відповідатиме реальному лише в разі достовірності статистичних даних.

### **Оцінка ступеня достовірності статистичних показників надійності.**

Встановлене за даними статистики значення показника надійності за наявності обмеженого статистичного матеріалу завжди містить елемент випадковості. Таке наближене випадкове значення називають оцінкою тому, що воно відрізняється від істинного значення показника. Очевидно, що допустимість використання оцінки замість істинного значення повинна бути обґрунтована з метою уникнення істотних похибок у розрахунках надійності, які можуть спричинюватися використанням «неякісних» показників.

Нехай для випадкової величини  $X$ , математичне сподівання  $m$  і дисперсія  $D$  якої невідомі, встановлено  $n$  значень і розраховано оцінку математичного сподівання  $\tilde{m}$  та незміщену оцінку дисперсії  $\tilde{D}$ .

$$\tilde{m} = \sum_{i=1}^n x_i / n, \quad \tilde{D} = \sum_{i=1}^n (x_i - \tilde{m})^2 / (n-1). \quad (3.41)$$

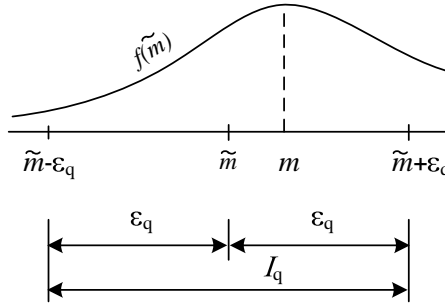
Потрібно виявити точність і надійність оцінки  $\tilde{m}$ .

Величина  $\tilde{m}$  залежить від числа значень  $n$  величини  $X$  і є випадковою. Закон її розподілу можна вважати нормальним, оскільки  $\tilde{m}$  є сумою  $n$  незалежних однаково розподілених величин  $x_i$ . Математичне сподівання випадкової величини  $\tilde{m}$  позначимо  $m_{\tilde{m}}$ , а середньоквадратичне відхилення –  $\sigma_{\tilde{m}}$ . Тоді згідно з положеннями теорії ймовірностей отримаємо

$$m_{\tilde{m}} = m; \quad \sigma_{\tilde{m}} = \sqrt{\tilde{D}_{\tilde{m}}} = \sqrt{\tilde{D}/n}. \quad (3.42)$$

Криву густини розподілу величини  $\tilde{m}$  показано на рис. 3.9.

Якщо точність оцінки  $\tilde{m}$  задати значенням  $\varepsilon_q$ , то  $|\tilde{m} - m| < \varepsilon_q$  і математичне сподівання  $m$  повинно накриватися інтервалом  $I_q = (\tilde{m} - \varepsilon_q, \tilde{m} + \varepsilon_q)$ , як показано на рис. 3.9.

Рис. 3.9. Розподіл оцінки  $\tilde{m}$ 

Обчислена за формулою (3.41) оцінка  $\tilde{m}$ , будучи розподіленою за нормальним законом, може набути будь-якого значення  $-\infty < \tilde{m} < +\infty$ . Це означає, що інтервал  $I_q = (\tilde{m} - \varepsilon_q, \tilde{m} + \varepsilon_q)$  не завжди накриває значення  $m$ , а лише з певною ймовірністю  $q$ . Чим більша ця ймовірність, тим надійнішою є оцінка  $\tilde{m}$  для точності  $\varepsilon_q$ .

Величини  $\varepsilon_q$  і  $q$  взаємопов'язані. Зі зменшенням  $\varepsilon_q$  (підвищенням точності) звужується інтервал  $I_q$  і зменшується площа, обмежена кривою густини розподілу  $f(\tilde{m})$  та інтервалом  $I_q$ , тобто зменшується ймовірність  $q$ .

З двох величин  $\varepsilon_q$  і  $q$  заданою може бути лише одна. Найчастіше задають значення  $q$ , причому достатньо високі (в межах 0,8...0,99), щоб забезпечити необхідну надійність оцінки, а значення  $\varepsilon_q$  розраховують. Оскільки  $q$  є ймовірністю потрапляння розподіленої за нормальним законом випадкової величини в інтервал  $I_q$  її значень, то, враховуючи близькість значень  $\tilde{m}$  і  $m$ , отримаємо

$$\begin{aligned} q &= F(\tilde{m} + \varepsilon_q) - F(\tilde{m} - \varepsilon_q) = \Phi((\tilde{m} + \varepsilon_q - m) / \sigma_{\tilde{m}}) - \Phi((\tilde{m} - \varepsilon_q - m) / \sigma_{\tilde{m}}) \approx \\ &\approx \Phi(\varepsilon_q / \sigma_{\tilde{m}}) - \Phi(-\varepsilon_q / \sigma_{\tilde{m}}) = 2\Phi(\varepsilon_q / \sigma_{\tilde{m}}) - 1, \end{aligned} \quad (3.44)$$

звідки

$$\varepsilon_q = \sigma_{\tilde{m}} \arg \Phi((1 + q) / 2) = \sigma_{\tilde{m}} t_q. \quad (3.45)$$

Функція  $\arg \Phi((1 + q) / 2)$ , позначена  $t_q$ , є оберненою до нормальної функції розподілу  $\Phi((1 + q) / 2)$ . Для залежності  $t_q(q)$  складено табл. 3.5.

Залежність (2.65) дає змогу інтервал  $I_q$  записати у вигляді

$$I_q = (\tilde{m} - \sigma_{\tilde{m}} t_q; \tilde{m} + \sigma_{\tilde{m}} t_q) \quad (3.46)$$

і точність оцінки  $\tilde{m}$  задавати не значенням  $\varepsilon_q$ , а шириною інтервалу  $I_q$ .



Таблиця 3.5

**Залежність  $t_q(q)$  для обчислення ширини довірчого інтервалу**

$q$	$t_q$	$q$	$t_q$	$q$	$t_q$	$q$	$t_q$
0,80	1,282	0,85	1,439	0,90	1,643	0,95	1,960
0,81	1,310	0,86	1,475	0,91	1,694	0,96	2,053
0,82	1,340	0,87	1,513	0,92	1,750	0,97	2,169
0,83	1,371	0,88	1,554	0,93	1,810	0,98	2,325
0,84	1,404	0,89	1,597	0,94	1,880	0,99	2,576

Отже, істинне значення показника надійності, для якого за статистичними даними встановлена оцінка  $\tilde{m}$ , знаходиться в інтервалі  $I_q$  з імовірністю  $q$ . Інтервал  $I_q$  називають *довірчим інтервалом*, а ймовірність  $q$  – *довірчою ймовірністю*.

**Приклад 3.11.** Визначити оцінку  $\tilde{T}_B$  для середнього часу відновлення трансформаторів 110 кВ та побудувати її довірчий інтервал  $I_q$  для довірчої ймовірності  $q = 0,8$ . Зібрану в електроенергосистемі статистичну інформацію про значення часу відновлення в годинах задано у вигляді простого статистичного ряду: 248, 28, 317, 46, 204, 211, 140, 82, 60, 223, 64, 306, 30, 196, 92, 218, 106, 161, 210, 246, 52, 330, 206, 120, 223, 59, 272, 36, 145, 230, 74, 347, 112, 44, 251, 173.

*Розв'язання.* Оцінка для середнього часу відновлення

$$\tilde{T}_B = \sum_{i=1}^n T_{ei} / n = 5862 / 36 = 163 \text{ год.}$$

Незміщена оцінка дисперсії часу відновлення та його середньоквадратичне відхилення

$$\tilde{D}_{\tilde{T}_B} = \sum_{i=1}^n (T_{ei} - \tilde{T}_B)^2 / (n-1) = 9003 \text{ год}^2; \sigma_{\tilde{T}_B} = \sqrt{\tilde{D}/n} = 15,8 \text{ год.}$$

У табл. 3.5 для  $q = 0,8$  знаходимо  $t_q = 1,282$ . Отже, довірчий інтервал  $I_q$  оцінки  $\tilde{T}_B = 163$  год для довірчої ймовірності  $q = 0,8$  становить

$$I_q = (\tilde{T}_B - \sigma_{\tilde{T}_B} t_q; \tilde{T}_B + \sigma_{\tilde{T}_B} t_q) = (163 - 20,25; 163 + 20,25) = (142,75; 183,25).$$

Для таких рівнів точності та достовірності оцінки  $\tilde{T}_B$  необхідно продовжити збирання даних, щоб збільшити обсяги статистичної інформації.

**Встановлення мінімально необхідних обсягів статистичних даних.**

Мінімально необхідні обсяги статистичної інформації залежать від досліджуваного показника надійності, закону розподілу часу безвідмовної роботи об'єкта, вимог до точності визначення показника та від плану випробувань чи спостережень.

Спостереження за відмовами та випробування на надійність виконують за одним з таких планів: [NUN]; [NUr]; [NRr]; [NMr]; [NUT]; [NRT]; [NMT]; [NUS]; [NRS]; [NMS] і т.д. У наведених позначеннях планів кожна літера несе певний зміст:  $N$  – обсяг вибірки;  $U$  – невідновлювані об'єкти;  $R$  – відновлювані замінювані об'єкти;  $M$  – відновлювані ремонтвані об'єкти;  $r$  – число відмов чи об'єктів, що відмовили;  $T$  – наробок або час випробувань;  $S$  – випробування з поточними змінами [5].

План [NUr], наприклад, – це план випробувань (спостережень), згідно з яким випробовують одночасно  $N$  об'єктів; об'єкти, що відмовили, не відновлюють і не замінюють; випробування тривають до відмови  $r$  об'єктів. Якщо випробування доводять до відмови останнього об'єкта, то план [NUr] вироджується у план [NUN]. Згідно з планом [NMT], одночасно випробовують  $N$  об'єктів; після кожної відмови об'єкт відновлюють; випробування тривають протягом заданого часу  $T$  або до нагромадження наробку  $T$ .

Обсяги випробувань (спостережень) – це кількість випробовуваних об'єктів  $N$  для плану [NUN]; кількість випробовуваних об'єктів  $N$  і кількість відмов  $r$  для планів [NUr], [NMr], [NRr]; кількість випробовуваних об'єктів  $N$  і тривалість  $T$  випробувань для планів [NUT]; [NRT]; [NMT].

Мінімально необхідні обсяги спостережень визначають за [6]. У цьому нормативному документі зі стандартизації для різних планів спостережень наводять формули та відповідні їм таблиці, за якими можна встановити мінімально необхідні значення  $N$ ,  $r$ ,  $T$ .

Для плану [NUN], наприклад, для розподілу Вейбула випадкової величини можна встановити необхідне значення  $N$  за формулою

$$\frac{2N}{\chi^2_{1-q}(2N)} = (\varepsilon + 1)^b, \quad (3.47)$$

де  $\chi^2_{1-q}(2N)$  – квантиль розподілу  $\chi^2$  з  $2N$  ступенями вільності, що відповідає ймовірності  $1-q$ ;  $q$  – довірна ймовірність, яку вибирають з ряду 0,80; 0,90; 0,95;

0,99;  $\varepsilon$  – гранична відносна похибка, яку вибирають з ряду 0,05; 0,10; 0,15; 0,20;  $b$  – параметр розподілу Вейбула.

Формулі (3.47) відповідає табл. 3.6. План [NMr] не вимагає фіксації значень  $N$ . Через відновлюваність об'єкта дослідження необхідне значення  $r$  можна отримати, спостерігаючи за роботою будь-якої кількості об'єктів. Розподіл наробку між відмовами (до відмови) експоненціальний. У чисельнику тут наведено значення числа відмов  $r$ .

Таблиця 3.6

**Число відмов  $r$  для планів [NMr], [NMT], [NRr], [NRT]**

$\varepsilon$	$r$ для $q$			
	0,80	0,90	0,95	0,99
0,05	331/251	>500/>500	>500/>500	>500/>500
0,10	88/57	217/139	346/231	>500/468
0,15	56/21	114/55	170/94	358/191
0,20	29/10	59/28	116/48	232/98

**Приклад 3.12.** Визначити необхідний обсяг спостережень за роботою кабельних ліній 10 кВ для встановлення середнього значення часу роботи між відмовами  $T_{\text{ср}}$  з граничною відносною точністю  $\varepsilon=0,1$  та довірчою ймовірністю  $q = 0,9$ .

*Розв'язання.* Кабельні лінії – об'єкти відновлювані та ремонтні, тому вибираємо план [NMr]. Час роботи між відмовами підпорядковується експоненційному закону, тому звертаємося до табл. 3.6 і для заданих значень  $\varepsilon = 0,1$  та  $q = 0,9$  визначаємо мінімальну кількість відмов  $r = 200$ , які необхідно зафіксувати, щоб отримати достовірне значення  $T_{\text{ср}}$ .

За даними табл. 3.6 параметр потоку (частота) відмов кабельної лінії 10 кВ завдовжки 100 км становить  $Z_b = 7,5 \text{ рік}^{-1}$ . Оскільки необхідний обсяг спостережень  $V$  доцільно виражати в одиницях «км·роки», то

$$V = 100 \cdot r / Z_b = 2660 \text{ км} \cdot \text{років}.$$

Отже, спостереження необхідно вести протягом одного року за лініями сумарної довжини 2660 км або протягом більшої кількості років за лініями меншої сумарної довжини.

З усіма особливостями планування визначальних та контрольних випробувань на надійність і насамперед з питаннями визначення мінімально необхідних обсягів випробувань можна докладно ознайомитися в [5, 6].

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Принципову різницю між дискретними і неперервними випадковими величинами.
2. Чому для дискретної випадкової величини закон розподілу можна подавати у вигляді ряду розподілу, а для неперервної – не можна.
3. Послідовність етапів встановлення закону розподілу випадкової величини.
4. Яким чином встановлюють мінімально необхідні обсяги спостережень
5. Принципову різницю між математичною і статистичною ймовірністю.

### Треба вміти:

1. Дати чітке визначення поняття «випадкова величина».
2. Записати та проаналізувати основні теореми теорії ймовірностей.
3. Навести приклади практичного застосування основних теорем теорії ймовірностей в задачах енергетики.
4. Визначати закони розподілу випадкових величин на основі статистичних даних, отриманих у результаті спостережень або випробувань.
5. Узгоджувати статистичний та підібраний теоретичний розподіл, використовуючи критерій згоди К. Пірсона (критерій  $\chi^2$ ).

### Слід запам'ятати, що:

1. Конкретні задачі аналізу, забезпечення, нормування та оптимізації надійності електроустановок розв'язують на стадіях їх проектування, виробництва та в процесі експлуатації.
2. Безпосередні способи обчислення ймовірностей комплексних подій переважно складні і не завжди можливі, тому застосовують непрямі методи, використовуючи основні теореми теорії ймовірностей.
3. Законом розподілу випадкової величини називають співвідношення між можливими значеннями випадкової величини і відповідними їм ймовірностями.
4. Основними задачами математичної статистики є збирання інформації про відмови, її обробка, встановлення значень показників надійності і законів розподілу випадкових величин.

### **Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Назвіть основні напрями вирішення проблеми забезпечення надійності електроустановок.
2. Дайте визначення дискретної та неперервної випадкової величини.
3. Що таке незалежні та залежні події?
4. Наведіть формулу повної ймовірності події та поясніть її.
5. Що таке «теорема гіпотез»?
6. Як встановлюється закон розподілу випадкової величини за статистичними даними?
7. Що таке густина та крива розподілу?
8. Наведіть послідовність встановлення закону розподілу випадкової величини.
9. Як оцінюють ступінь достовірності статистичних показників надійності?
10. На яких засадах встановлюють мінімально необхідні обсяги статистичних даних?

## РОЗДІЛ 4

### АНАЛІЗ, НОРМУВАННЯ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

#### 4.1. Моделі надійності електроустановок як невідновлюваних об'єктів

Електроустановку математично можна абстрагувати як невідновлюваний або відновлюваний об'єкт.

**Показники надійності невідновлюваних об'єктів.** Для оцінювання надійності невідновлюваних об'єктів використовують імовірнісні характеристики випадкової величини  $T$  – часу безвідмовної роботи. Величина  $T$  для конкретного об'єкта може набувати значень, більших від заданого часу  $t$  з певною імовірністю. Для різних об'єктів ця імовірність різна. Надійніше працює той об'єкт, у якого вона більша. Це означає, що така імовірність може бути мірою надійності.

Отже, надійність невідновлюваного об'єкта або, що те саме, імовірність безвідмовної роботи в інтервалі часу  $(0, t)$  визначають як імовірність того, що час  $T$  безвідмовної роботи буде більшим від заданого часу  $t$ , тобто

$$P(t) = \text{імов}(T > t). \quad (4.1)$$

Функцію  $P(t)$  називають функцією надійності роботи об'єкта.

Використовують також функцію ненадійності або імовірність відмови в інтервалі часу  $(0, t)$ , яка є функцією розподілу часу безвідмовної роботи

$$Q(t) = \text{імов}(T < t) = 1 - P(t). \quad (4.2)$$

На рис. 4.1 наведено результати спостережень за роботою об'єктів двох різних типів. В інтервалі часу  $(0, t)$  більшість об'єктів першого типу відмовили. Це означає, що для них імовірність відмови більша, а ймовірність безвідмовної роботи менша порівняно з об'єктами другого типу. Отже, вони характеризуються нижчим ступенем надійності.



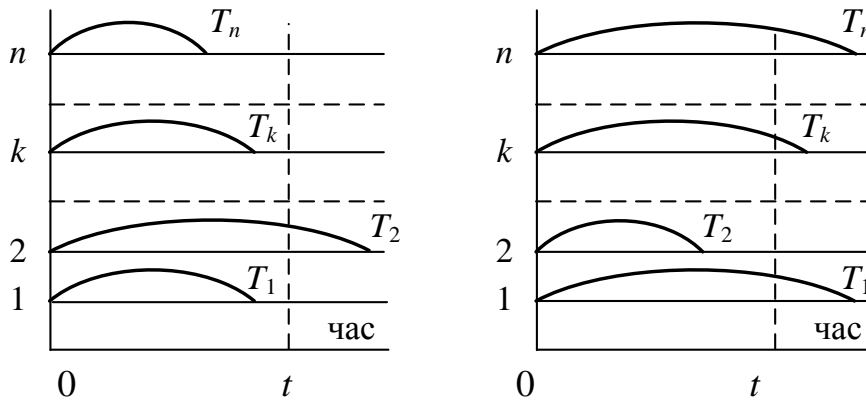


Рис. 4.1. Статистика відмов для об'єктів двох різних типів

Величина  $T$  може бути не тільки часом, але й виконаною роботою, наприклад, об'ємом вичерпаної екскаватором землі. Тому в загальному випадку  $T$  – це *наробіток* до відмови.

Функції  $P(t)$  та  $Q(t)$  є інтегральними показниками надійності, бо дають змогу оцінювати надійність роботи об'єкта в певному інтервалі часу. Для оцінювання ступеня надійності в задані моменти часу використовують диференційні (локальні) показники: густину розподілу часу безвідмовної роботи (швидкість зміни функції надійності)

$$f(t) = dQ(t)/dt = -dP(t)/dt \quad (4.3)$$

та інтенсивність відмов (відносна швидкість зміни функції надійності)

$$\lambda(t) = f(t)/P(t) = -(dP(t)/dt)/P(t). \quad (4.4)$$

Показник  $f(t)$  характеризує ступінь скупченості значень часу безвідмовної роботи  $T$  навколо заданого часу  $t$ , а показник  $\lambda(t)$  характеризує надійність об'єктів, які залишилися працювати після моменту  $t$ . Чисельно інтенсивність відмов дорівнює відношенню кількості об'єктів, які відмовили за одиницю часу, рахуючи від деякого моменту  $t$ , до кількості об'єктів, що безвідмовно працювали до моменту часу  $t$ .

Інтегруючи (4.4) з урахуванням умови  $P(0)=1,0$  одержимо важливий у теорії надійності зв'язок функції надійності з інтенсивністю відмов

$$P(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(t)dt\right). \quad (4.5)$$

Отже, інтегральні та диференційні показники надійності невідновлюваного об'єкта взаємопов'язані, і для визначення всіх показників достатньо одного з них. Характер зміни в часі показників надійності в разі експоненційного розподілу часу безвідмовної роботи наведено на рис. 4.2.

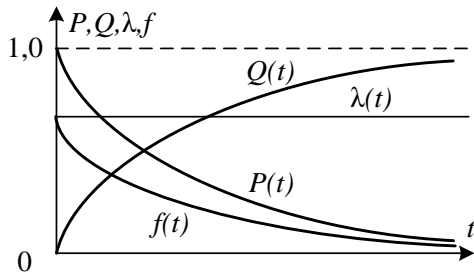


Рис. 4.2. Зміна в часі показників невідновлюваного об'єкта в разі експоненційного розподілу часу  $T$

Для оцінювання рівня надійності використовують також числові характеристики розподілу часу  $T$ : математичне сподівання  $M(T)$ , тобто середній час  $T_{cp}$  безвідмовної роботи, а також дисперсію  $D(T)$ .

$$M(T) = T_{cp} = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} P(t) dt, \quad (4.6)$$

$$D(T) = M(T - T_{cp})^2 = M(T^2) - 2M(T)T_{cp} + T_{cp}^2 = 2 \int_0^{\infty} t P(t) dt - T_{cp}^2. \quad (4.7)$$

Будь-який з показників надійності невідновлюваного об'єкта можна встановити за статистичними даними. Статистичні функції показників надійності розраховують за формулами

$$\begin{aligned} P^*(t) &= m(t)/n; & Q^*(t) &= n(t)/n; \\ f^*(t) &= \Delta n(t)/(n \cdot \Delta t); & \lambda^*(t) &= \Delta n(t)/(m(t) \cdot \Delta t), \end{aligned} \quad (4.8)$$

де  $n$  — загальна кількість контрольованих однакових об'єктів, що працюють в ідентичних умовах;  $n(t)$  — кількість об'єктів, що відмовили до моменту  $t$ ;  $m(t)$  — кількість об'єктів, що залишилися працювати після моменту  $t$ ;  $\Delta n(t)$  — кількість відмов в інтервалі  $(t, t + \Delta t)$  завширшки  $\Delta t$ .

Аналітичну апроксимацію цих функцій можна виконувати, враховуючи тільки закон розподілу величини  $T$  і взаємозв'язки між показниками.

**Моделі надійності на основі законів розподілу часу безвідмовної роботи.** Модель надійності (математична) — це сукупність встановлених для об'єкта показників  $P(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $f(t)$ ,  $\lambda(t)$ ,  $T_{cp}$ ,  $D(T)$ , кожен з яких характеризує окремі особливості виникнення відмов об'єкта, а всі разом вони дають повну інформацію про надійність його роботи в задані моменти часу  $t$  та в інтервалі  $(0, t)$ .

Моделі надійності на основі законів розподілу часу безвідмовної роботи будуються для установок, для яких відома тільки статистика відмов. Установка розглядається як «чорна скринька», вміст якої з погляду аналізу надійності не становить жодного інтересу. Наявність статистичних даних про відмови дає змогу встановити закон розподілу часу  $T$  і визначити його параметри  $M(T)$ ,  $D(T)$  тощо, які використовуються для формування моделі.

У разі експоненційного розподілу часу безвідмовної роботи за статистичними даними визначають лише один параметр, оскільки тут математичне сподівання часу  $T$   $M(T)=T_{cp}$  та його середньоквадратичне відхилення  $\sigma=\sqrt{D(T)}$  однакові. Для цього розподілу функція густини має вираз

$$f(t)=1/M(T)\exp(-t/M(T))=1/T_{cp}\exp(-t/T_{cp}). \quad (4.9)$$

Функція надійності згідно з (4.3) набуває вигляду

$$P(t)=\exp(-t/T_{cp}), \quad (4.10)$$

а залежність інтенсивності відмов від часу вироджується у сталу величину

$$\lambda(t)=f(t)/P(t)=1/T_{cp}=\lambda=\text{const}. \quad (4.11)$$

Виразивши показники надійності через  $\lambda$ , отримаємо таку математичну модель надійності:

$$\begin{aligned} P(t) &= \exp(-\lambda t); & Q(t) &= \exp(-\lambda t); & f(t) &= \lambda \exp(-\lambda t); \\ \lambda &= \text{const}; & M(T) &= T_{cp} = 1/\lambda; & D(T) &= 1/\lambda^2. \end{aligned} \quad (4.12)$$

Характер зміни в часі показників надійності зображено на рис. 4.2.

Експоненційний закон розподілу займає особливе місце в теорії надійності. Він широко застосовується завдяки простоті виразів показників надійності та його відповідності умовам нормальної експлуатації технічних об'єктів. Він справедливий для нестаріючих об'єктів, надійність роботи яких сьогодні не залежить від попередньої тривалості експлуатації. Основною ознакою експоненційного розподілу часу  $T$  є умова  $\lambda = \text{const}$ .

У разі загального нормального розподілу часу безвідмовної роботи за статистичними даними визначають два параметри  $(T_{cp}, \sigma)$  і математична модель надійності електроустановки набуває вигляду:

$$\begin{aligned} P(t) &= 1 - \Phi((t - T_{cp})/\sigma); \\ f(t) &= 1/(\sqrt{2\pi}\sigma) \exp(-(t - T_{cp})^2/(2\sigma^2)); \\ \lambda(t) &= 1/(\sqrt{2\pi}\sigma) \exp(-(t - T_{cp})^2/(2\sigma^2)) / (1 - \Phi((t - T_{cp})/\sigma)); \\ M(T) &= T_{cp}; & D(T) &= \sigma^2, \end{aligned} \quad (4.13)$$

де  $\Phi((t - T_{cp})/\sigma)$  – функція Лапласа від аргументу  $(t - T_{cp})/\sigma$ .

Характер зміни в часі показників надійності наведено на рис. 4.3.

У загальному нормальному розподілі випадкова величина набуває значення в інтервалі  $(-\infty; +\infty)$ . Значення ж часу  $T$  можуть бути тільки додатними, тому величина  $T$  фактично підпорядкована зрізаному нормальному розподілові, який є частковим випадком загального. У разі  $T_{cp}/\sigma > 2$  ці розподіли практично збігаються. У теорії надійності використовують обидва розподіли для побудови моделей надійності старіючих об'єктів, інтенсивність відмов яких зростає. Старіння об'єкта спричинюється, наприклад, зниженням електричної чи механічної міцності в процесі експлуатації, що й зумовлює зростання інтенсивності відмов.

Широкі можливості для відтворення різних особливостей розподілу часу  $T$  безвідмовної роботи має розподіл Вейбулла. Для цього розподілу

$$\begin{aligned} P(t) &= \exp(-kt^\alpha); & f(t) &= k\alpha t^{\alpha-1} \exp(-kt^\alpha); & \lambda(t) &= k\alpha t^{\alpha-1}; \\ T_{cp} &= k^{1-\alpha} \Gamma(\alpha^{-1} + 1), \end{aligned} \quad (4.14)$$

де  $\Gamma(\alpha^{-1} + 1)$  – гамма-функція від аргументу  $(\alpha^{-1} + 1)$ .

Розподіл Вейбулла має два параметри  $k$  і  $\alpha$ . Параметр  $k$  визначає масштаб. При його зміні крива розподілу стискається чи розтягується. Від значення параметра  $\alpha$  залежить характер зміни в часі інтенсивності відмов (рис. 4.4).

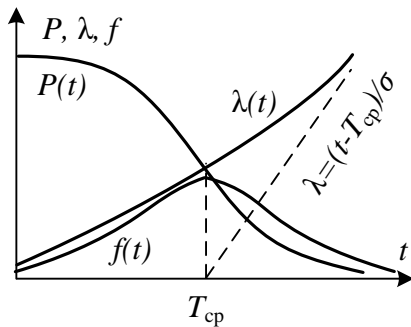


Рис. 4.3. Зміна в часі показників надійності в разі загального нормального розподілу часу  $T$

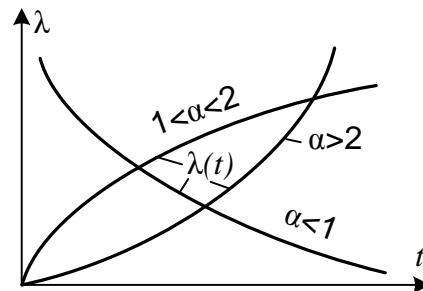


Рис. 4.4. Зміна в часі інтенсивності відмов у разі розподілу часу  $T$  за законом Вейбулла

Для побудови моделей надійності електроустановок активно використовують також гамма-розподіл з його частковим випадком – розподілом Ерланга, розподіл Релея, логарифмічний нормальний розподіл та інші. Проте найширше використовують експоненційний розподіл.

Розподіл часу безвідмовної роботи електроустановки може бути різним на різних стадіях її експлуатації. На рис. 4.5 зображено типовий для багатьох електроустановок характер зміни інтенсивності відмов у часі. На початку експлуатації (стадія I) інтенсивність відмов підвищена і знижується, бо тут проявляють себе приховані дефекти виготовлення. Час  $T$  на цій стадії підпорядковується розподілу Вейбулла ( $\alpha < 1$ ) або іншому відповідному розподілові. В умовах нормальної експлуатації (стадія II) інтенсивність відмов стала, розподіл часу  $T$  експоненційний. Наприкінці терміну служби (стадія III) інтенсивність відмов зростає, що зумовлено впливом старіння. Час безвідмовної роботи підпорядковується тут нормальному розподілові або розподілу Вейбулла.

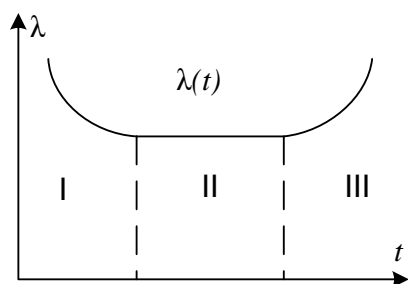


Рис. 4.5. Реальний характер зміни в часі інтенсивності відмов електроустановки

**Приклад 4.1.** Створити математичну модель надійності силових трансформаторів для початкової стадії експлуатації. У табл. 4.1 наведено значення статистичної інтенсивності відмов трансформаторів у перші 10 років експлуатації, розрахованої за формулою (4.8) на основі даних статистики про пошкоджуваність.

Таблиця 4.1

**Інтенсивність відмов трансформаторів**

Функція	Роки експлуатації									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\lambda^*(t), \text{рік}^{-1}$	0,067	0,083	0,051	0,046	0,016	0,017	0,035	0,013	0,022	0,023
$\lambda(t), \text{рік}^{-1}$	0,109	0,061	0,043	0,034	0,028	0,024	0,021	0,019	0,018	0,018

*Розв'язання.* Для трансформатора задана тільки статистика відмов, тому модель надійності можна побудувати, використовуючи відомі закони розподілу часу безвідмовної роботи.

На рис. 4.6 зображено ламану криву  $\lambda^*(t)$ , побудовану за даними табл. 4.1. Цю криву можна апроксимувати аналітичною залежністю  $\lambda(t)$ , взятою з відповідного розподілу. Зменшення в часі інтенсивності відмов характерне для розподілу Вейбулла за умови  $\alpha > 1$ . Тому використаємо функцію  $\lambda(t)$  моделі (4.14). Не важко встановити числові значення коефіцієнтів апроксимуючого виразу:  $k = 0,73$ ;  $\alpha = 0,15$ . Остаточно отримуємо таку математичну модель надійності роботи трансформаторів

$$P(t) = \exp(-0,73 t^{0,15}); \quad f(t) = 0,109 t^{-0,85} \exp(-0,73 t^{0,15}); \quad \lambda(t) = 0,109 t^{-0,85}.$$

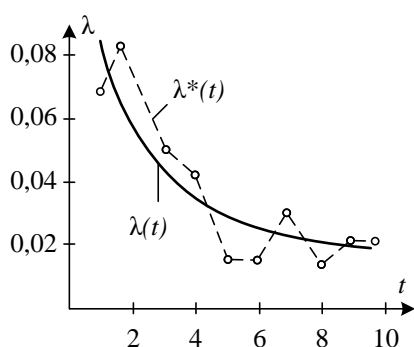


Рис. 4.6. Залежність інтенсивності відмов від часу експлуатації

Наведений приклад не відображає загальних принципів побудови моделей надійності на основі законів розподілу часу безвідмовної роботи. Встановлення закону розподілу випадкової величини за статистичними даними про відмови виконується за певними правилами (див. п. 3.2) і вимагає відповідного обґрунтування.

**Моделі надійності на основі теорем теорії ймовірностей.** Значна частина електроустановок складається з обмеженої кількості певним способом сполучених між собою однотипних чи різнотипних стандартних елементів заводського виготовлення. Прикладами таких установок можуть бути: гірлянди ізоляторів, батареї конденсаторів, тиристорні перетворювачі, пристрої РЗА тощо.

Якщо в результаті заводських випробувань встановлено показники надійності елементів, то надійність роботи установки загалом можна розрахувати, застосувавши основні теореми теорії ймовірностей. При цьому має бути відома структура електроустановки й особливості взаємодії елементів.

Нехай структура об'єкта така, що відмова кожного елемента зокрема призводить до відмови об'єкта загалом. Такі елементи в розумінні надійності сполучені послідовно, хоч в електричній схемі вони можуть бути і непослідовними. Для визначення функції надійності об'єкта в цьому випадку перемножують функції надійності структурних елементів, тобто застосовують теорему множення ймовірностей, оскільки об'єкт працює безвідмовно лише у випадку, коли і перший, і другий, і всі інші елементи перебувають у робочому стані

$$P(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t) = \prod_{i=1}^n \exp\left(-\int_0^t \lambda_i(t) dt\right) = \exp\left(-\int_0^t \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) dt\right). \quad (4.15)$$

Як бачимо, інтенсивність відмов об'єкта  $\lambda(t)$  в разі послідовного сполучення його елементів дорівнює сумі інтенсивностей відмов цих елементів

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (4.16)$$

Імовірність відмови об'єкта  $Q(t)$  у разі послідовного сполучення його елементів визначають за теоремою додавання ймовірностей сумісних подій. Для малих ймовірностей суміщення відмов елементів використовують наближену формулу, що відповідає теоремі додавання ймовірностей несумісних подій

$$Q(t) = \sum_{i=1}^n Q_i(t). \quad (4.17)$$

Якщо об'єкт зберігає працездатність аж до відмови його останнього елемента, то в розумінні надійності всі елементи об'єкта сполучені паралельно. Теорему множення ймовірностей застосовують у цьому випадку для визначення ймовірності відмови

$$Q(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t). \quad (4.18)$$

Функцію надійності  $P(t)$  можна визначати за теоремою додавання ймовірностей, але враховуючи, що тут не можна нехтувати суміщенням подій, її визначають через  $Q(t)$ .

Для послідовного сполучення невідновлюваних елементів час безвідмовної роботи об'єкта дорівнює часові роботи того елемента, в якого він виявиться найменшим, а для паралельного сполучення – того елемента, в якого він виявиться найбільшим.



Об'єкт може мати і складну послідовно-паралельну структуру. У цьому випадку на першому етапі встановлюють функції  $P(t)$ ,  $Q(t)$  окремих ланок, елементи яких сполучені послідовно чи паралельно. Далі перетворені ланки розглядають як окремі елементи й еквівалентування продовжують до встановлення результируючих показників надійності.

Електроустановки можуть мати резервні елементи. Якщо з загального числа  $n$  однакових елементів об'єкта  $m$  резервні, то в разі відмови будь-яких  $k \leq m$  елементів об'єкт не втрачає працездатності. Функція надійності такого об'єкта записується так

$$P(t) = \sum_{k=0}^m C_n^k Q_{\text{ел}}^k(t) P_{\text{ел}}^{n-k}(t), \quad (4.19)$$

де  $C_n^k = n!/(k! (n-k)!)$  – кількість комбінацій з  $n$  елементів по  $k$ ;  $Q_{\text{ел}}(t)$ ,  $P_{\text{ел}}(t)$  – імовірність відмови та функція надійності одного елемента.

Вираз (4.19) отримано на основі теорем додавання та множення ймовірностей і враховано, що об'єкт безвідмовно працює, коли працюють усі його елементи ( $k=0$ ), коли відмовив будь-який один елемент ( $k=1$ ), а решта працюють і т.д.

**Приклад 4.2.** Встановити функцію надійності  $P(t)$  для батареї конденсаторів у комплекті з вимикачем, якщо батарея складається з 4-х паралельно ввімкнених конденсаторів із запобіжниками та перестає виконувати свої функції після виходу з ладу двох і більше конденсаторів. Інтенсивність відмови конденсатора  $0,01 \text{ рік}^{-1}$ , а вимикача –  $0,024 \text{ рік}^{-1}$ .

*Розв'язання.* Вимикач з батареєю конденсаторів сполучені послідовно, а в батареї один конденсатор резервний, тому

$$P(t) = P_{\text{в}}(t)P_{\text{б}}(t) = P_{\text{в}}(t) \sum_{k=0}^1 C_4^k Q_k^k(t) P_k^{4-k}(t) = P_{\text{в}}(t)(P_k^4(t) + 4Q_k(t)P_k^3(t)),$$

де  $P_{\text{в}}(t) = \exp(-0,024t)$  – функція надійності вимикача;  $P_k(t) = \exp(-0,01t)$  – функція надійності конденсатора;  $Q_k(t) = 1 - \exp(-0,01t)$  – функція ненадійності конденсатора. Підставляючи записані вирази функцій у вираз  $P(t)$ , отримуємо

$$\begin{aligned} P(t) &= \exp(-0,024t) \cdot \exp(-0,04t) + 4(1 - \exp(-0,01t)) \cdot \exp(-0,03t) = \\ &= \exp(-0,064t) + 4\exp(-0,054t) - 4\exp(-0,064t). \end{aligned}$$

Якщо структура об'єкта не паралельно-послідовна, то для встановлення показників надійності використовують формулу повної ймовірності.

При цьому в розрахунковій схемі об'єкта вибирають один з елементів за базовий і в інтервалі часу  $(0, t)$  розглядають два його стани (робочий з імовірністю  $P_6(t)$ , і неробочий з імовірністю  $Q_6(t) = 1 - P_6(t)$  як дві гіпотези, для яких аналізують імовірність безвідмовної роботи об'єкта. Згідно з двома станами базового елемента складають дві розрахункові схеми об'єкта. У першій базовий елемент закорочують (робочий стан), а в другій розривають (неробочий стан). Далі на основі цих схем визначають функцію надійності об'єкта для першої гіпотези  $P_p(t)$  і для другої гіпотези  $P_n(t)$ . Результуюча функція надійності об'єкта дорівнює

$$P(t) = P_p(t)P_6(t) + P_n(t)Q_6(t). \quad (4.20)$$

Базовий елемент вибирають так, щоб у разі його закорочення та розривання структура об'єкта перетворювалася на паралельно-послідовну.

**Приклад 4.3.** Визначити функцію надійності вимірювального пристрою, схему якого зображено на рис. 4.7, а. Елементи пристрою рівнонадійні. Інтенсивність відмов дорівнює  $\lambda$ .

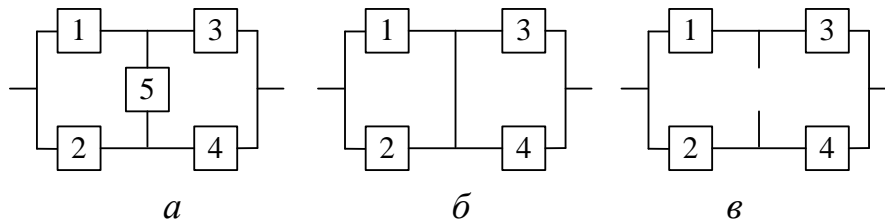


Рис. 4.7. Повна (а) та розрахункові (б, в) схеми вимірювального пристрою

*Розв'язання.* Як базовий елемент приймаємо п'ятий

$$P_6(t) = P_5(t) = \exp(-\lambda t); \quad Q_6(t) = Q_5(t) = 1 - \exp(-\lambda t).$$

Базовому елементові відповідають дві паралельно-послідовні схеми (рис. 4.7, б, в). Якщо для послідовного сполучення користуватися спрощеною формулою (4.17), то для схеми рис. 4.7, б отримуємо

$$Q_{12}(t) = Q_1(t)Q_2(t) = (1 - \exp(-\lambda t))^2 = Q_{34}(t);$$

$$P_p(t) = 1 - Q_p(t) = 1 - (Q_{12}(t) + Q_{34}(t)) = 1 - 2(1 - \exp(-\lambda t))^2,$$

а для схеми рис. 3.7, в

$$Q_{13}(t) = Q_1(t) + Q_3(t) = 2(1 - \exp(-\lambda t)) = Q_{24}(t);$$

$$P_n(t) = 1 - Q_n(t) = 1 - Q_{13}(t)Q_{24}(t) = 1 - 4(1 - \exp(-\lambda t))^2.$$

Функція надійності пристрою

$$P(t) = P_p(t)P_5(t) + P_n(t)Q_5(t) = \\ = 2\exp(-3\lambda t) - 8\exp(-2\lambda t) + 10\exp(-\lambda t) - 3.$$

Моделі надійності електроустановок на основі законів розподілу часу безвідмовної роботи та основних теорем теорії ймовірностей – найпростіші та найвикористовуваніші моделі.

#### 4.2. Моделі надійності електроустановок як відновлюваних об'єктів

У процесі функціонування відновлюваних об'єктів чергуються інтервали роботи  $T$  та відновлення  $T_e$ , які утворюють цикли випадкової тривалості  $T_0$  (рис. 4.8).

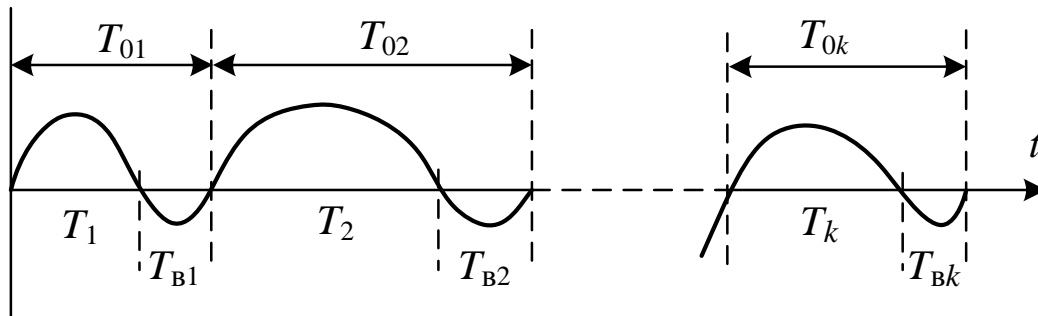


Рис. 4.8. Процес функціонування відновлюваного об'єкта

Вплив відновлення працездатності елементів на надійність роботи об'єкта значний. Нехай об'єкт складається з двох паралельних елементів. Якщо елементи невідновлювані, то з моменту введення об'єкта в роботу до його відмови пройде час, що дорівнює часові роботи того елемента, в якого він більший. Якщо ж елементи відновлювані, то від моменту введення об'єкта в роботу до його відмови пройде час, що дорівнює багатьом циклам  $T_0$  кожного з елементів, поки не зійдуться в часі простої обидвох елементів.

Відновлюваний як і невідновлюваний об'єкти залежно від наявної інформації можна розглядати або як єдине ціле, або як сукупність певним чином з'єднаних між собою елементів.

**Показники надійності відновлюваних об'єктів.** Час роботи  $T$  і час відновлення  $T_e$  є окремими випадковими величинами з різними функціями розподілу  $F(t)$  і  $F_e(t)$ .

Для інтервалів роботи справедливі всі показники безвідмовності, встановлені у попередньому параграфі для невідновлюваних об'єктів, а для інтервалів відновлення існують аналогічні показники ремонтпридатності, зокрема інтенсивність відновлення  $\lambda_{\text{в}}$ . Проте ці показники не об'єднують часів  $T$  і  $T_{\text{в}}$  в одному процесі функціонування об'єкта, і тому для побудови моделей надійності відновлюваних об'єктів малоприматні.

Якщо інтервали роботи та відновлення розглядати як взаємопов'язані, то стає очевидним, що рівень надійності роботи відновлюваного об'єкта зростає зі зменшенням частоти відмов та зі збільшенням відношень  $T$  до  $T_0$  (рис. 4.8). Тому надійність тут оцінюють двома основними показниками: параметром потоку відмов  $Z(t)$  та функцією (коефіцієнтом) готовності  $A(t)$ .

Показники надійності  $Z(t)$  та  $A(t)$  встановлюють, аналізуючи випадковий час  $T_0$  як суму часів  $T$  і  $T_{\text{в}}$  (рис. 4.8). Функція розподілу  $F_0 t$  часу  $T_0$  визначається на основі формули для композиції законів розподілу часів  $T$  і  $T_{\text{в}}$

$$F_0(t) = \int_0^t F(t-\tau) dF_{\text{в}}(\tau) = \int_0^t F_{\text{в}}(t-\tau) dF(\tau). \quad (4.21)$$

Функція  $Z(t)$  визначає параметр потоку (частоту) переходів об'єкта з робочого в неробочий стани і встановлюється шляхом розв'язання інтегрального рівняння

$$Z(t) = f_0(t) + \int_0^t Z(t-\tau) f_0(\tau) d\tau, \quad (4.22)$$

де  $f_0 t$  – густина розподілу часу  $T_0$ , тобто похідна від функції  $F_0 t$ .

Функція  $Z t$  має усталене значення

$$Z = \lim_{t \rightarrow \infty} Z(t) = 1/(T_{\text{ср}} + T_{\text{вср}}), \quad (4.23)$$

де  $T_{\text{ср}}$  – середній час роботи між відмовами;  $T_{\text{вср}}$  – середній час відновлення.

Функція  $A(t)$  визначає імовірність застати об'єкт працездатним у момент часу  $t$  і пов'язана з функцією надійності  $P t$  для інтервалів  $T$  та з параметром потоку відмов  $Z(t)$  інтегральним рівнянням

$$A(t) = P(t) + \int_0^t A(t-\tau) Z(\tau) d\tau. \quad (4.24)$$

Функція  $A(t)$  має усталене значення  $K_{\text{г}}$ , яке називають коефіцієнтом готовності

$$K_{\text{г}} = \lim_{t \rightarrow \infty} A(t) = T_{\text{ср}} + T_{\text{вср}} / (T_{\text{ср}} + T_{\text{вср}}). \quad (4.25)$$

Коефіцієнт  $K_e$  можна розглядати як частку часу роботи об'єкта від загального часу його експлуатації. Частку часу відновлення від загального часу експлуатації визначає коефіцієнт вимушеного простою (відновлення)

$$K_b = 1 - K_r = T_{в\text{сп}} / (T_{\text{сп}} + T_{в\text{сп}}). \quad (4.26)$$

Отримані показники надають повну інформацію про надійність роботи відновлюваного об'єкта і використовуються для побудови математичних моделей надійності. Якщо аналізують функціонування об'єкта як «чорної скриньки», то модель його надійності будують на основі законів розподілу часів роботи та відновлення. Під час побудови таких моделей за даними статистики для часів  $T$  і  $T_b$  встановлюють функції розподілу  $F_t$ ,  $F_b$  і  $F_0$  і визначають вирази показників надійності  $Z(t)$ ,  $G(t)$ .

У разі експоненційного розподілу часу  $T$  і часу  $T_b$  їхні середні статистичні значення дають змогу визначити інтенсивності відмови  $\lambda$  та відновлення  $\lambda_b$  і показники надійності досліджуваного об'єкта записати у вигляді

$$Z(t) = \lambda + \lambda_b / (\lambda + \lambda_b) = Z = \text{const}; \quad (4.27)$$

$$A(t) = Z / \lambda + (1 - Z / \lambda) \exp(-\lambda t).$$

Якщо час відновлення малий і ним можна знехтувати, то надійність роботи об'єкта описують лише одним показником – параметром потоку відмов

$$Z(t) = f(t) + \int_0^t Z(\tau) f(t - \tau) d\tau, \quad (4.28)$$

де  $f(t)$  – густина розподілу часу  $T$  роботи між відмовами.

Усталене значення показника  $Z(t)$  дорівнює  $1/T_{\text{сп}}$ .

У разі експоненційного розподілу часу роботи між відмовами показник  $Z(t)$  незмінний в часі і дорівнює інтенсивності відмов об'єкта

$$Z(t) = 1/T_{\text{сп}} = \lambda = Z = \text{const} \quad (4.29)$$

Коли ж статистика часів  $T$  і  $T_b$  для об'єкта загалом відсутня, але відомі його структура і показники надійності елементів, то моделі надійності відновлюваних об'єктів будують, використовуючи основні положення теорії випадкових процесів, бо надійність роботи об'єкта заданої структури залежить від процесу зміни станів його елементів. Моделі надійності відновлюваних об'єктів на базі теорії випадкових процесів називають *моделями простору станів*.

**Модель надійності відновлюваного об'єкта, яка враховує зміну в часі ймовірностей його станів.** Нехай об'єкт складається з  $n$  елементів відповідно сполучених між собою. Будь-яка зміна стану (робочий, неробочий) будь-якого елемента призводить до зміни стану об'єкта загалом.

Загальна кількість станів об'єкта дорівнює  $2^n$ . Відмову чи відновлення будь-якого елемента слід розглядати як перехід об'єкта з одного стану в інший. Процес зміни станів є випадковим.

Якщо для кожного моменту часу ймовірність будь-якого стану в майбутньому залежить тільки від стану в певний момент і не залежить від того, яким способом об'єкт (система) прийшов у цей стан, то процес зміни станів називають *марковським* (за іменем російського математика Маркова, який першим дослідив такі процеси). Марковським процес зміни станів стає, якщо час безвідмовної роботи і час відновлення кожного елемента системи підпорядковані експоненційному законові розподілу, бо тільки в цьому разі ймовірність відмови (відновлення) не залежить від попередньої тривалості роботи (відновлення). Марковський процес можна описати звичайними диференціальними рівняннями, у яких невідомими функціями є ймовірності станів. Розв'язавши рівняння, тобто визначивши ймовірності станів, можна встановити показники надійності об'єкта.

Нехай об'єкт складається з двох елементів. У заданий момент часу він може перебувати в одному з чотирьох станів, які утворюють повний простір станів об'єкта:

- 1 – обидва елементи в робочому стані;
- 2 – перший елемент відмовив і відновлюється;
- 3 – другий елемент відмовив і відновлюється;
- 4 – обидва елементи відмовили і відновлюються.

Імовірності перебування системи в названих станах позначимо  $p_1, p_2, p_3, p_4$  (рис. 4.9). Імовірності переходів системи зі стану  $i$  в стан  $j$  позначимо  $p_{ij}$ . Наприклад, імовірність  $p_{12}$  – це ймовірність відмови першого елемента за умови, що другий – у робочому стані.  $p_{43}$  – імовірність відновлення першого елемента за умови, що другий відновлюється і т. д. Переходи між станами 1 і 4, 2 і 3 відсутні, бо потік зміни станів ординарний, і в заданий момент часу може змінитися стан тільки одного елемента.

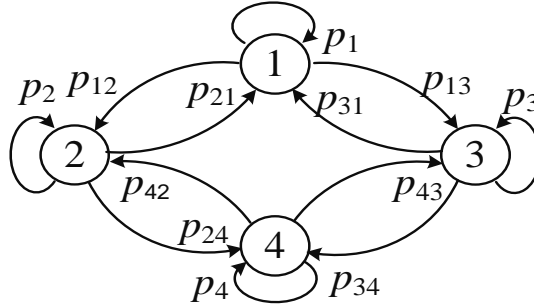


Рис. 4.9. Граф переходів у просторі станів об'єкта

На основі графа переходів складемо рівняння, що зв'язують імовірності станів об'єкта на початку і в кінці інтервалу часу  $(t, t + \Delta t)$  з урахуванням імовірностей переходів із стану в стан за проміжок часу  $\Delta t$ .

$$\begin{aligned}
 p_1(t + \Delta t) &= p_1(t)(1 - (p_{12}(\Delta t) + p_{13}(\Delta t))) + p_2(t)p_{21}(\Delta t) + p_3(t)p_{31}(\Delta t); \\
 p_2(t + \Delta t) &= p_2(t)(1 - (p_{21}(\Delta t) + p_{24}(\Delta t))) + p_4(t)p_{42}(\Delta t) + p_1(t)p_{12}(\Delta t); \\
 p_3(t + \Delta t) &= p_3(t)(1 - (p_{31}(\Delta t) + p_{34}(\Delta t))) + p_4(t)p_{43}(\Delta t) + p_1(t)p_{13}(\Delta t); \\
 p_4(t + \Delta t) &= p_4(t)(1 - (p_{42}(\Delta t) + p_{43}(\Delta t))) + p_3(t)p_{34}(\Delta t) + p_2(t)p_{24}(\Delta t).
 \end{aligned} \tag{4.30}$$

Перше рівняння цієї системи трактується так: імовірність того, що об'єкт у момент часу  $t + \Delta t$  перебуватиме в першому стані, дорівнює ймовірності того, що він перебуває в момент часу  $t$  у цьому стані і не перейде за час  $\Delta t$  у другий чи третій стани, плюс імовірність того, що в момент часу  $t$  об'єкт перебуває у другому чи третьому станах і за час  $\Delta t$  перейде в перший стан. Аналогічно пояснюються решта рівнянь.

Імовірність переходу об'єкта з одного стану в інший за час  $\Delta t$  дорівнює ймовірності відмови чи ймовірності відновлення елемента за цей проміжок часу

$$p_{ij}(\Delta t) = 1 - \exp(-\lambda_{ij}\Delta t) = 1 - (1 - \lambda_{ij}(\Delta t) + \lambda_{ij}^2(\Delta t)^2 / 2! - \dots) = \lambda_{ij}\Delta t, \tag{4.31}$$

де  $\lambda_{ij}$  – інтенсивність переходу об'єкта зі стану  $i$  у стан  $j$ , значення якої дорівнює інтенсивності відмови  $\lambda$  чи інтенсивності відновлення  $\lambda_v$  елемента, стан якого змінюється під час цього переходу.

Підставимо (4.31) у систему рівнянь (4.30) і після незначних перетворень з урахуванням умови

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} (p_i(t + \Delta t) - p_i(t)) / \Delta t = dp_i(t) / dt \tag{4.32}$$



отримаємо таку систему диференціальних рівнянь

$$\begin{aligned} dp_1(t)/dt &= -(\lambda_{12} + \lambda_{13})p_1(t) + \lambda_{21}p_2(t) + \lambda_{31}p_3(t); \\ dp_2(t)/dt &= \lambda_{12}p_1(t) - (\lambda_{21} + \lambda_{24})p_2(t) + \lambda_{42}p_4(t); \\ dp_3(t)/dt &= \lambda_{13}p_1(t) - (\lambda_{31} + \lambda_{34})p_3(t) + \lambda_{43}p_4(t); \\ dp_4(t)/dt &= \lambda_{24}p_2(t) + \lambda_{34}p_3(t) - (\lambda_{42} + \lambda_{43})p_4(t). \end{aligned} \quad (4.33)$$

У матрично-векторній формі ця система рівнянь має вигляд

$$d\vec{p}(t)/dt = \overset{\vee}{\Lambda}\vec{p}(t), \quad (4.34)$$

де  $\vec{p}(t)$ ,  $d\vec{p}(t)/dt$  –  $n$ -вимірні вектори ймовірностей станів та їх похідних;  $\overset{\vee}{\Lambda}$  – матриця інтенсивностей переходів  $n$ -го порядку.

Для задачі, що розглядається

$$\overset{\vee}{\Lambda} = \begin{vmatrix} -(\lambda_{12} + \lambda_{13}) & \lambda_{21} & \lambda_{31} & 0 \\ \lambda_{12} & -(\lambda_{21} + \lambda_{24}) & 0 & \lambda_{42} \\ \lambda_{13} & 0 & -(\lambda_{31} + \lambda_{34}) & \lambda_{43} \\ 0 & \lambda_{24} & \lambda_{34} & -(\lambda_{42} + \lambda_{43}) \end{vmatrix}. \quad (4.35)$$

Систему рівнянь (4.34) можна записувати на основі графа переходів для об'єкта будь-якої структури відразу, не здійснюючи пояснених вище перетворень. Фактично необхідно тільки сформувати матрицю  $\overset{\vee}{\Lambda}$ . Кожен її рядок відповідає конкретному стану, відзначеному на графі кружком. На місці діагонального елемента пишуть взятую зі знаком мінус суму інтенсивностей переходів від цього стану до всіх інших. На місцях решти елементів рядка ставлять інтенсивності переходів до цього стану від інших станів об'єкта. У разі відсутності зв'язку між станами інтенсивність переходу дорівнює нулеві.

Розв'язавши диференціальні рівняння (4.34) для заданих початкових умов, отримаємо зміну в часі ймовірностей перебування об'єкта в усіх його станах –  $p_i(t)$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ). Початкові умови залежать від того, який стан об'єкта прийняти за вихідний. Якщо перший, то

$$p_1(0) = 1; \quad p_i(0) = 0 \quad i = 2, 3, \dots, n. \quad (4.36)$$

Підсумувавши ймовірності станів, у яких об'єкт вважається працездатним, отримаємо функцію готовності

$$\Gamma(t) = \sum_{i \in m} p_i(t), \quad (4.37)$$

де  $m$  – множина робочих станів об'єкта.

У задачі, що розглядається, функція готовності для паралельного та послідовного сполучення елементів набуває відповідно вигляду

$$\Gamma_{\text{пар}}(t) = p_1(t) + p_2(t) + p_3(t); \quad \Gamma_{\text{посл}}(t) = p_1(t). \quad (4.38)$$

Для періодів  $T$  роботи відновлюваного об'єкта (рис. 4.8) існує функція надійності  $P(t)$ . Її можна визначити, встановивши розв'язки  $\vec{p}' t$  системи диференціальних рівнянь (4.34) після внесення незначних змін у матрицю  $\check{\Lambda}$ .

$$P(t) = \sum_{i \in m} p'_i(t), \quad (4.39)$$

де  $p'_i(t)$  – ймовірність  $i$ -го робочого стану для нових умов;  $m$  – множина робочих станів.

Зміни, які необхідно здійснити для визначення  $P(t)$ , зводяться до ліквідації переходів від неробочих станів об'єкта до всіх робочих, тобто до усунення відповідних інтенсивностей у матриці  $\check{\Lambda}$ . При цьому замість повної розв'язують скорочену систему диферівнянь, невідомими в якій є тільки ймовірності робочих станів. Так, у графі рис. 4.9 для випадку паралельного сполучення елементів усувають переходи  $p_{42}$  і  $p_{43}$ , а в матриці (4.35) – інтенсивності  $\lambda_{42}$  і  $\lambda_{43}$ . Після цього розв'язують систему з трьох рівнянь.

**Приклад 4.4.** Побудувати математичну модель надійності відновлюваного елемента, якщо задано інтенсивність його відмови  $\lambda$  та інтенсивність відновлення  $\lambda_{\text{в}}$ .

*Розв'язання.* Граф станів та переходів елемента зображено на рис. 4.10, а. Система диферівнянь для ймовірностей станів має вигляд

$$\begin{cases} dp_1(t)/dt = -\lambda p_1(t) + \lambda_{\text{в}} p_2(t); \\ dp_2(t)/dt = \lambda p_1(t) - \lambda_{\text{в}} p_2(t). \end{cases}$$

За початкові умови приймаємо  $p_1(0)=1$ ;  $p_2(0)=0$ .

Рівняння розв'яжемо операторним методом. Перейдемо до зображень за Лапласом. Оператор Лапласа позначимо символом  $z$ .

$$zp_1(z) - p_1(0) = -\lambda p_1(z) + \lambda_B p_2(z);$$

$$zp_2(z) - p_2(0) = \lambda p_1(z) - \lambda_B p_2(z),$$

звідки

$$p_1(z) = (z + \lambda_B) / (z(z + \lambda + \lambda_B)).$$

Зведемо  $p_1(z)$  до табличного вигляду

$$p_1(z) = \frac{(z + \lambda_B) \cdot (\lambda + \lambda_B)}{z(z + \lambda + \lambda_B) \cdot (\lambda + \lambda_B)} = \frac{1}{z} \cdot \frac{\lambda_B}{\lambda + \lambda_B} + \frac{\lambda}{\lambda + \lambda_B} \cdot \frac{1}{z + (\lambda + \lambda_B)}.$$

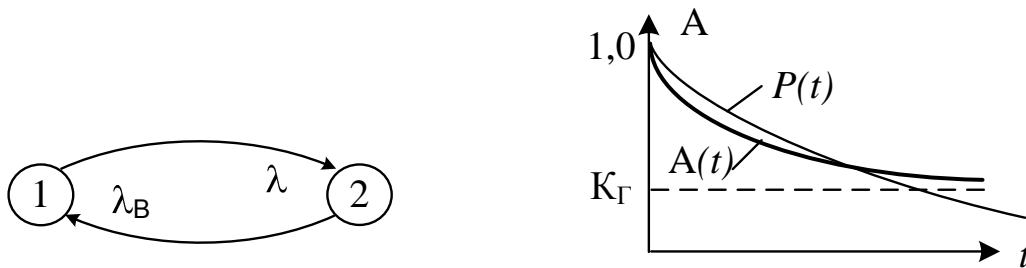


Рис. 4.10. Граф переходів (а) та функція готовності  $A(t)$  і надійності  $P(t)$  елемента (б)

Перейдемо до оригіналу і визначимо функцію готовності (рис. 4.10, б).

$$\Gamma(t) = p_1(t) = \lambda_B / (\lambda + \lambda_B) + \lambda / (\lambda + \lambda_B) \exp(-(\lambda + \lambda_B)t).$$

Для визначення функції надійності  $P(t)$  ліквідуємо перехід від стану 2 до стану 1. Вихідна система рівнянь при цьому зводиться до вигляду

$$dp'_1(t) / dt = -\lambda p'_1(t).$$

Розв'язком отриманого рівняння є функція надійності

$$P(t) = p'_1(t) = \exp(-\lambda t).$$

На рис. 4.10, б наведено характер зміни в часі функцій  $A(t)$  і  $P(t)$ .

**Приклад 4.5.** Встановити функцію надійності об'єкта, складеного з двох послідовних елементів, інтенсивності відмов яких дорівнюють  $\lambda_1$  і  $\lambda_2$ .

*Розв'язання.* З усіх чотирьох станів об'єкта, зображених на рис. 4.9, для послідовного сполучення елементів робочим є тільки стан 1. Тому для визначення функції надійності граф переходів потрібно зобразити як на рис. 4.11.

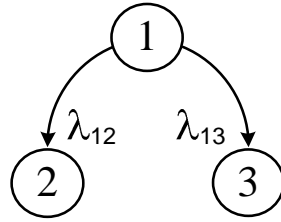


Рис. 4.11. Граф переходів у неробочі стани

Із системи диференціальних (4.33) розглянемо тільки одне рівняння

$$dp_1(t)/dt = -(\lambda_{12} + \lambda_{13})p_1(t),$$

інтегруючи яке способом розділення змінних з урахуванням початкової умови  $p_1(0)=1$ , отримуємо

$$p_1(t) = \exp(-(\lambda_{12} + \lambda_{13})t).$$

Враховавши, що інтенсивності переходів  $\lambda_{12}$  і  $\lambda_{13}$  – це інтенсивності відмов відповідно першого та другого елементів, можна записати функцію надійності об'єкта

$$P(t) = \exp(-(\lambda_1 + \lambda_2)t).$$

Отриманий розв'язок відповідає формулі (4.15), бо функція надійності послідовно сполучених невідновлюваних та відновлюваних елементів однакова.

Для побудови моделей відновлюваних об'єктів необхідно мати статистичні дані про час роботи та час відновлення всіх елементів структури об'єкта. Розрахувавши для всіх елементів  $T_{cp}$  і  $T_{в,ср}$ , за формулою (4.11) визначають інтенсивності відмов  $\lambda$  та відновлень  $\lambda_{в}$ , за якими, своєю чергою, встановлюють інтенсивності переходів  $\lambda_{ij}$ . Навіть якщо реальні розподіли величин  $T$  і  $T_{в}$  дещо відрізняються від експоненційного, розрахунки все одно виконують за формулами експоненційного розподілу, оскільки розглянуті моделі для інших розподілів не будуються.

**Модель надійності відновлюваного об'єкта, яка враховує усталені ймовірності його станів.** Умова усталеності ( $t \rightarrow \infty$ ) ймовірностей станів об'єкта дає змогу отримати більше інформації про кожен з можливих його станів і встановити повний набір показників надійності для об'єкта загалом.

Побудову моделі починають з визначення ймовірностей станів  $p_i$  ( $i = 1, 2, \dots, 2^n$ ). Для обчислення значень  $p_i$  нема потреби розв'язувати систему диференціальних рівнянь (4.34), оскільки для  $(t \rightarrow \infty)$  значення похідних перетворюються на нуль, і рівняння цієї системи стають алгебричними. Тобто,

$$\bigvee \vec{p} = 0 \quad (4.40)$$

У записаній системі лінійних алгебричних рівнянь, де відсутні вільні члени, а, отже, і розв'язки, одне будь-яке рівняння необхідно замінити на рівняння

$$p_1 + p_2 + \dots + p_{2^n} = 1 \quad (4.41)$$

Умова усталеності ймовірностей станів дає змогу також визначити параметр потоку (частоту) виходів  $Z_i$  об'єкта з кожного його  $i$ -го стану та середню тривалість  $T_{cpi}$  цього стану. Щоб отримати розрахункові формули, повний простір станів об'єкта розділимо на два окремі стани: елементарний  $i$ -й стан та деякий усукупнений  $J$ -й стан, який еквівалентує решту станів. За такого припущення

$$Z_i = \frac{1}{T_{cpi} + T_{cpj}} = \frac{T_{cpi}}{T_{cpi}(T_{cpi} + T_{cpj})} = p_i \lambda_i, \quad (4.42)$$

де  $\lambda_i$  – ймовірність виходу з  $i$ -го стану, яка дорівнює сумі інтенсивностей переходів з  $i$ -го до всіх інших станів  $j$  сукупності  $J$ , з якими  $i$ -й стан безпосередньо пов'язаний.

Отже, отримуємо такі співвідношення:

$$Z_i = p_i \sum_{j \in J} \lambda_{ij} = p_i \sum_{j \neq i} \lambda_{ij}; \quad T_{cpi} = p_i / Z_i \quad (4.43)$$

Коефіцієнт готовності  $K_z$  об'єкта дорівнює сумі ймовірностей його робочих станів

$$K_z = \lim_{t \rightarrow \infty} \Gamma(t) = \sum_{i \in m} p_i \quad (4.44)$$

Якщо додати значення  $Z_i$  усіх  $m$  робочих станів, то отримаємо параметр потоку (частоту)  $Z$  виходів об'єкта з робочого стану, тобто параметр потоку (частоту) його відмов

$$Z = \sum_{i \in m} Z_i \quad (4.45)$$

Додавання значень  $Z_i$  усіх  $2^n - m$  неробочих станів визначає параметр потоку (частоту) відновлень об'єкта, яка збігається з частотою його відмов.

Можна встановити також середню тривалість перебування об'єкта в робочому стані  $T_{cp}$  та в стані відновлення  $T_{в\,cp}$ , а також час  $T_p$  перебування об'єкта в робочому стані протягом року

$$\begin{aligned} T_{cp} &= K_r / Z; \quad T_{в\,cp} = K_v / Z = (1 - K_r) / Z; \\ T_p &= K_r \text{ років} = 8760 K_r \text{ годин}, \end{aligned} \quad (4.46)$$

де  $K_v$  – коефіцієнт вимушеного простою (відновлення) об'єкта.

**Приклад 4.6.** Модель надійності відновлюваного елемента, побудовану в прикладі 4.4, доповнити показниками надійності, коли  $t \rightarrow \infty$ .

*Розв'язання.* Систему диференціальних рівнянь прикладу 4.4 перетворюємо на систему алгебричних рівнянь і замінюємо друге її рівняння на (4.41).

$$\begin{cases} -\lambda p_1 + \lambda_v p_2 = 0; \\ p_1 + p_2 = 1. \end{cases}$$

Розв'язавши записану систему рівнянь, отримуємо

$$K_r = p_1 = \lambda_v / (\lambda + \lambda_v); \quad K_v = p_2 = \lambda / (\lambda + \lambda_v).$$

Згідно з формулами (4.43) і (4.45) усталене значення параметра потоку відмов (відновлень) дорівнює

$$Z = K_r \lambda = K_v \lambda_v = \lambda \lambda_v / (\lambda + \lambda_v),$$

а час перебування елемента у станах 1 і 2 становить відповідно  $1/\lambda$  і  $1/\lambda_v$ , тобто дорівнює середньому часові роботи  $T_{cp}$  та відновлення  $T_{в\,cp}$ .

Для побудови моделей надійності об'єктів з великою кількістю елементів доводиться зменшувати кількість враховуваних станів. Такого зменшення можна досягти утворенням об'єднаних станів, які об'єднують групи елементарних. У змінній множині станів нових значень набувають інтенсивності переходів між ними, які потрібно попередньо визначати. Це стосується обох розглянутих видів моделей.

Новий процес зміни станів може бути марковським або немарковським. Марковський процес дає змогу отримати нестационарний ( $0 \leq t < \infty$ ) і стаціонарний ( $t \rightarrow \infty$ ) розв'язки, немарковський – тільки стаціонарний.

Щоб процес був марковським, мають дотримуватися певні умови об'єднуваності (поглинальності) станів. У загальному випадку ці умови зводяться до того, що група станів може бути об'єднана, якщо ймовірність переходу до будь-якого іншого елементарного чи об'єднаного стану однакова для всіх станів об'єднуваної групи.

У разі утворення деякого об'єднаного стану  $J$  (рис. 4.12, *a*) інтенсивності переходів між  $i$ -м елементарним станом об'єкта та  $J$ -м об'єднаним  $\lambda_{iJ}, \lambda_{Ji}$  можна отримати з умови рівності частот виникання станів до та після усування. Тобто

$$\begin{aligned} Z_i &= p_i \sum_{j \in J} \lambda_{ij}, \quad Z_i = p_i \lambda_{iJ}; \\ Z_J &= \sum_{j \in J} Z_j = \sum_{j \in J} p_j \lambda_{ji}, \quad Z_J = p_J \lambda_{Ji} = \sum_{j \in J} p_j \lambda_{ji}, \end{aligned} \quad (4.47)$$

звідки

$$\lambda_{iJ} = \sum_{j \in J} \lambda_{ij}; \quad \lambda_{Ji} = \sum_{j \in J} p_j \lambda_{ji} / \sum_{j \in J} p_j, \quad (4.48)$$

де  $p_i, p_j$  – імовірності виникнення  $i$ -го та  $j$ -го елементарних станів;  $p_J$  – імовірність виникнення  $J$ -го об'єднаного стану.

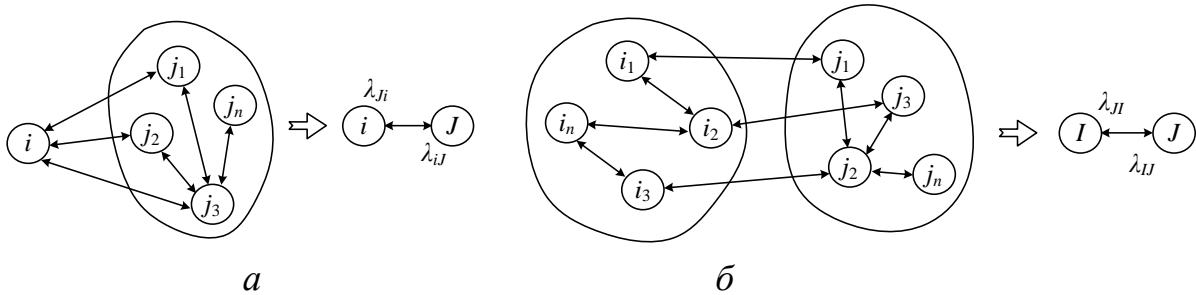


Рис. 4.12. Графи переходів у просторі станів: елементарного та об'єднаного (*a*); двох об'єднаних (*б*)

У разі дотримання умов об'єднуваності, тобто за однакових  $\lambda_{ij}$  для всіх  $j$

$$\lambda_{Ji} = \lambda_{ji} \quad (4.49)$$

Якщо умови об'єднуваності не дотримуються, то розв'язання задачі можливе в разі усунення з виразу  $\lambda_{Ji}$  невідомих імовірностей станів  $p_j$ , коли вони однакові. Але це розв'язання справедливе тільки для  $t \rightarrow \infty$ .



У разі утворення двох об'єднаних станів  $I$  та  $J$  (рис. 4.12, б) інтенсивності переходів між ними ( $\lambda_{IJ}, \lambda_{JI}$ ) можна отримати також з умови рівності параметрів потоків (частот) виникання станів до та після об'єднання. Тобто

$$\begin{aligned} Z_I &= \sum_{i \in I} Z_i = \sum_{i \in I} p_i \sum_{j \in J} \lambda_{ij}, & Z_I &= p_I \lambda_{IJ} = \sum_{i \in I} p_i \lambda_{IJ}; \\ Z_J &= \sum_{j \in J} Z_j = \sum_{j \in J} p_j \sum_{i \in I} \lambda_{ji}, & Z_J &= p_J \lambda_{JI} = \sum_{j \in J} p_j \lambda_{JI}, \end{aligned} \quad (4.50)$$

звідки

$$\lambda_{IJ} = \sum_{i \in I} p_i \sum_{j \in J} \lambda_{ij} / \sum_{i \in I} p_i; \quad \lambda_{JI} = \sum_{j \in J} p_j \sum_{i \in I} \lambda_{ji} / \sum_{j \in J} p_j. \quad (4.51)$$

У разі дотримання умов об'єднуваності вирази інтенсивностей переходів набувають вигляду

$$\lambda_{IJ} = \sum_{j \in J} \lambda_{ij}; \quad \lambda_{JI} = \sum_{i \in I} \lambda_{ji}. \quad (4.52)$$

Для  $\lambda_{IJ}$  сума береться за одним будь-яким  $i$ , а для  $\lambda_{JI}$  – за одним будь-яким  $j$ .

**Приклад 4.7.** Шляхом об'єднання станів спростити модель надійності об'єкта, що складається з двох елементів  $a$  і  $b$ , ремонти яких не можуть суміщатися і виконуються послідовно. Обидва елементи мають однакову інтенсивність відмов  $\lambda$  та відновлення  $\lambda_B$ .

*Розв'язання.* Повний простір станів об'єкта містить такі п'ять станів:

- 0 –  $a$  працює,  $b$  працює;
- 1 –  $a$  відмовив і ремонтується,  $b$  працює;
- 2 –  $a$  ремонтується,  $b$  відмовив і простоює;
- 3 –  $a$  працює,  $b$  відмовив і ремонтується;
- 4 –  $a$  відмовив і простоює,  $b$  ремонтується.

Графи переходів у повному та звуженому просторі станів об'єкта зображено на рис. 4.13.

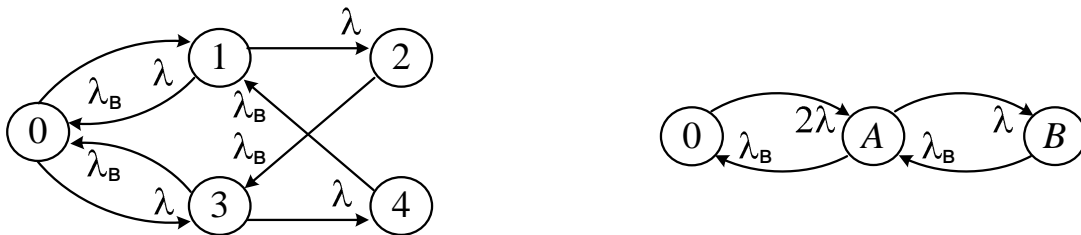


Рис. 4.13. Графи переходів у повному (а) та звуженому (б) просторі станів

У повному просторі можна об'єднати стани 1 і 3 та 2 і 4. Для сукупного стану  $A$  (рис. 4.13, б) за формулами (4.48) отримуємо

$$\lambda_{0A} = 2\lambda; \quad \lambda_{A0} = (p_1\lambda_b + p_3\lambda_b)/(p_1 + p_3) = \lambda_b.$$

Для сукупного стану  $B$ , за формулами (4.51) отримуємо

$$\lambda_{AB} = (p_1\lambda + p_3\lambda)/(p_1 + p_3) = \lambda; \quad \lambda_{BA} = (p_2\lambda_b + p_4\lambda_b)/(p_2 + p_4) = \lambda_b.$$

Звужений у результаті об'єднань простір містить такі три стани:

$0$  – обидва елементи працюють;

$A$  – один елемент відмовив і ремонтується, інший працює;

$B$  – обидва елементи відмовили, один ремонтується, інший простоє.

Склавши за графом переходів у цьому просторі матрицю  $\check{\lambda}$  і розв'язавши відповідну систему рівнянь, можна визначити всі необхідні показники надійності.

Об'єднання станів, прискорюючи розв'язання задачі, має один істотний недолік: інформація про переходи та ймовірності станів усередині об'єднаних станів не може бути отримана з остаточного розв'язку. Тому об'єднання станів доцільне лише тоді, коли така інформація з погляду аналізу надійності об'єкта є зайвою.

Моделі простору станів мають самостійне значення для аналізу надійності електроустановок простої структури; вони також відіграють важливу роль у формуванні методів аналізу функціональної надійності ЕМ та балансової надійності ЕЕС.

### **4.3. Нормативні та оптимізаційні задачі надійності електроустановок на стадії проектування та в процесі експлуатації**

Стадія проектування та конструювання (розроблення) електроустановок з погляду вирішення проблем забезпечення їх надійності – найвідповідальніша. На цій стадії детально вивчають причини та характер відмов, аналізують можливі способи підвищення надійності. У проектно-конструкторській документації обґрунтовують конструктивно-технологічні та схемно-режимні рішення щодо забезпечення надійності. Фактично на стадії проектування закладається загальний рівень надійності створюваних електроустановок.

На стадії проектування капіталовкладення і щорічні експлуатаційні видатки для будь-якої електроустановки оцінюють порівняно легко і точно. Значення збитків від ненадійної роботи електроустановки можна оцінити тільки орієнтовно як деяку усереднену величину, оскільки створювані електроустановки працюватимуть у різних ланках ЕЕС і спричинятимуть у разі відмов різні за величиною збитки.

Фактично рівень надійності електроустановок не оптимізується, а нормується. Для кожної конкретної установки можна задати значення показників надійності, які має бути забезпечено після введення установки в експлуатацію. Проте, враховуючи неперервний розвиток технологій, конструкцій та схем, за основу доцільніше брати не зафіксований, а досягнутий на певний час рівень надійності. Фактичні показники надійності створюваних електроустановок не мають бути гіршими від показників надійності вже працюючих установок.

Нормування надійності від її досягнутого рівня – важливий принцип конструювання та проектування. Досягнуті експлуатаційні показники надійності отримують, обробляючи статистичну інформацію про відмови. Такі показники мають бути достовірними. Для електроустановок ЕЕС ці показники наведено в [12].

Оптимізувати та нормувати можна рівень надійності електроустановки загалом, окремих її частин та елементів відносно всієї сукупності відмов або лише відносно окремих видів відмов. Така можливість зумовила існування низки часткових задач надійності на стадії проектування електроустановок. Нижче як приклад розглянуто деякі типові задачі оптимізації надійності електроустановок на стадії проектування.

**Задача вибору рівня механічної міцності повітряних ліній.** У загальній постановці ця задача є оптимізаційною. Підвищення рівня механічної міцності знижує аварійність ліній, але одночасно збільшує капіталовкладення у їх спорудження.

Мінімізуючи зведені витрати, можна вибрати оптимальний рівень механічної міцності. При цьому, щоб визначити частоту відмов (величину збитків), необхідно застосовувати моделі надійності для дискретних багатфакторних діянь.

У практиці проектування, враховуючи труднощі реалізації та недосконалість методик аналізу надійності, необхідність отримання та оброблення даних метеостанцій для кожної конкретної ЛЕП, вплив на результати аналізу суб'єктивності підходів до оцінювання складових зведених витрат, задача розв'язується як нормативна.

Механічні навантаження, що діють на конструктивні елементи повітряних ЛЕП, залежать від швидкості вітру, ожеледних відкладень і температури повітря в районі траси лінії тощо. Значення цих метеофакторів, а отже й навантаження є випадковими, але кожне значення навантаження має певний період повторюваності. Більші навантаження виникають рідше.

В Україні повітряні лінії всіх класів напруг 0,4 – 750 кВ розділено на чотири класи за критерієм забезпечення безвідмовної роботи механічної частини повітряної ЛЕП за дії зовнішніх чинників за розрахунковий період експлуатації. Згідно ПУЕ кожному класу безвідмовності відповідають повітряні лінії відповідної напруги (1КБ – до 1 кВ; 2КБ – 1-35 кВ; 3КБ – 110-330 кВ; 4КБ – 500-750 кВ), розрахунковий період експлуатації та коефіцієнт надійності за відповідальністю  $\gamma_n$  для розрахунку будівельних конструкцій. Кожному класу безвідмовності відповідає середній період повторюваності. Навантаження ліній у класах безвідмовності 1КБ–4КБ визначають за їх характеристичними значеннями. Розрахункові значення навантажень обчислюють множенням характеристичних значень на коефіцієнт надійності за навантаженням  $\gamma_{fm}$ , який визначають залежно від виду навантаження та розрахункової ситуації.

За даними багаторічних спостережень на метеостанціях складено карти районування території України за відповідними характеристичними значеннями ожеледі, вітрового тиску, температури, галопування проводів та тросів тощо.

Як свідчить досвід експлуатації, конструктивні параметри ЛЕП, розраховані з урахуванням зазначених вище характеристичних значень навантажень, забезпечують достатню надійність роботи ЛЕП впродовж багатьох років.

**Задача вибору рівня блискавкозахисту повітряних ЛЕП.** У загальному випадку ця задача є оптимізаційною. Підвищення рівня блискавкозахисту (зниження частоти відмов) досягається встановленням додаткових трубчастих розрядників та іскрових проміжків, зменшенням опору заземлення опор, встановленням блискавкозахисного троса (якщо його встановлення не передбачалося), збільшенням висоти тросостояка для зменшення числа проривів блискавки на провід. При цьому збільшуються капіталовкладення в лінію і одночасно зменшуються збитки від недовідпусків електроенергії.

Для оцінювання рівня надійності блискавкозахисту ЛЕП розроблено ефективну методику на основі моделі надійності функціонування об'єктів в умовах дискретних багатовимірних діянь. Удар блискавки в лінію розглядається як діяння з вектором параметрів  $\bar{x} = (I, a)$ , де  $I$ ,  $a$  – відповідно амплітуда та крутизна хвилі струму блискавки. У випадках ударів блискавки в трос чи в опору на ізоляції лінії формуються перенапруги, які залежать від параметрів  $I$ ,  $a$  і які можна розрахувати.

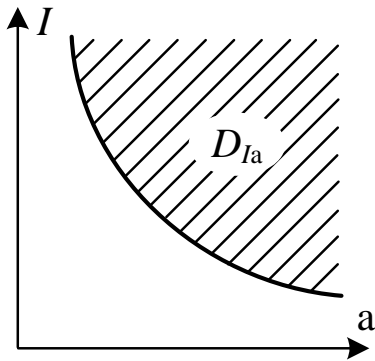


Рис. 4.17. Крива небезпечних параметрів струму блискавки

За фактами перекриття лінійної ізоляції (амплітуда перенапруги перевищує імпульсну міцність гірлянди) можна встановити небезпечні значення  $I$ ,  $a$  та побудувати границю області  $D_{I,a}$  небезпечних параметрів (рис. 4.17), яку називають кривою небезпечних параметрів. Для цих двох випадків можна також визначити ймовірність перекриття лінійної ізоляції в разі одного удару блискавки, виконавши чисельне інтегрування за виразом

$$p = \int \cdots \int_{D_{I,a}} f(I) f(a) dI da = \sum_I \Delta F(I) \sum_a \Delta F(a), \quad (4.53)$$

де  $f(I)$ ,  $f(a)$  – встановлені за статистичними даними густини розподілу амплітуди і крутизни хвилі струму блискавки.

Імовірність перекриття ізоляції  $p_{\Pi}$  для одного ураження лінії блискавкою розраховують за формулою повної імовірності

$$p_{\Pi} = p_{\text{оп}} N_{\text{оп}} / N + p_{\text{тр}} N_{\text{тр}} / N + p_{\text{пр}} N_{\text{пр}} / N, \quad (4.54)$$

де  $p_{\text{оп}}$ ,  $p_{\text{тр}}$ ,  $p_{\text{пр}}$  – імовірності перекриття ізоляції лінії, відповідно, для ударів в опору, трос і проривах повз троси ( $p_{\text{пр}}$  розраховується за емпіричною формулою);  $N_{\text{оп}}/N$ ;  $N_{\text{тр}}/N$ ;  $N_{\text{пр}}/N$  – відносна кількість розрядів в опору, трос та проривів повз троси.

Надійність блискавкозахисту оцінюють показником, що дорівнює загальній кількості грозових вимикань лінії на рік

$$N_{\text{вим}} = N p_{\Pi} p_{\text{ім.п}} = 0,4 \cdot 10^{-3} n h_{\text{ср}} L p_{\Pi} p_{\text{ім.п}}, \quad (4.55)$$

де  $n$  – кількість грозових годин у році;  $h_{\text{ср}}$  – середня висота блискавкозахисного троса над землею, м;  $L$  – довжина лінії, км;  $p_{\text{ім.п}}$  – імовірність переходу імпульсного перекриття в силову дугу.

Оптимізаційна задача вибору рівня блискавкозахисту розв'язується під час проектування відповідальних ліній надвисокої напруги та ліній особливого конструктивного виконання, коли статистика даних їх експлуатації відсутня або ще недостатньо повна. У переважній більшості випадків задача розв'язується як нормативна. Для створюваної лінії за розглянутою методикою оцінюють рівень блискавкозахисту. Якщо він недостатній, то зміною деяких конструктивних параметрів його підвищують до значення, досягнутого на інших подібних лініях цього класу напруги.

**Технічні вимоги до конструкції електричних машин і апаратів.** Електричні машини конструюють так, щоб вони могли надійно експлуатуватися в номінальному та інших нормальних режимах, а також витримувати без пошкоджень аномальні режими та умови, які можуть виникати в процесі експлуатації. Загальні технічні вимоги до електричних машин сформульовано у відповідних Державних стандартах.

Номінальні дані (потужність, напруга, струм, швидкість обертання тощо) зазвичай відповідають роботі машини на висоті до 1000 м над рівнем моря і температурі газоподібного охолоджувального середовища до +40 °С та охолоджувальної води до +30 °С. У разі роботи машин в умовах, що відрізняються від зазначених, номінальні дані необхідно змінити.

Щоб забезпечити надійну роботу в умовах, що відрізняються від нормальних, наприклад, для електричних машин нормують:

- допустиме навантаження в умовах несиметрії струмів фаз;
- допустиме відхилення напруги і частоти від номінальних значень;
- допустиме спотворення синусоїдної кривої напруги генераторів змінного струму;
- ударний струм КЗ синхронної машини;
- кратність максимального обертового моменту синхронного двигуна;
- параметри короткотривалих перевантажень струмом;
- гранично допустиму швидкість обертання;
- ступінь іскріння;
- допустимі шуми, вібрацію та індустріальні радіозавади;
- гранично допустимі перевищення температури частин машини;
- електричну міцність ізоляції обмоток;
- опір ізоляції обмоток.

Технічні вимоги до конструкції електричних апаратів також безпосередньо пов'язані з умовами їхньої роботи та функціональним призначенням. З усього комплексу технічних вимог виділимо вимоги, що стосуються надійності роботи:

- у номінальному режимі роботи температура струмопровідних частин апаратів має не перевищувати значень, рекомендованих відповідними стандартами та іншими нормативними документами;
- електродинамічні та термічні діяння на елементи апаратів під час КЗ не мають створювати залишкових явищ, здатних порушувати працездатність апарата після усунення КЗ;
- ізоляцію електричних апаратів треба розраховувати з урахуванням можливих перенапруг і запасів міцності, які враховували б погіршення ізоляційних властивостей з часом;
- апарати, які за умовами роботи вимикають чи вмикають струми КЗ, повинні мати контакти, розраховані на такий режим роботи;
- апарати, призначені для частого вмикання та вимикання номінального струму, повинні мати високу механічну та електричну зносостійкість.

До кожного типу апаратів додатково існують ще специфічні вимоги, пов'язані з їх функціональним призначенням.



Електротехнічне устаткування ЕС і ПС розробляють з таким розрахунком, щоб елементи його конструкції задовольняли чинним нормам випробувань. Ці норми мають переважно надійнісний характер, оскільки їх недотримання призводить до порушень функціонування електроустановок.

Надійність роботи електроустановок у процесі експлуатації найбільше залежить від їх технічного стану та ефективності системи захисту від зовнішніх та внутрішніх діянь.

Технічний стан електроустановки визначається станом її ізоляції та контактів, ступенем зношення конструктивних елементів і деталей, рівнем розрегулювання рухомих частин тощо. У разі погіршення технічного стану зростає частота відмов електроустановки, знижується її ресурс. З метою запобігання пошкодженням і аваріям технічний стан електроустановок неперервно контролюють.

Погіршення технічного стану електроустановки може бути виявлене під час оглядів (коронування ізоляції чи контактних з'єднань, підвищення вібрації чи шуму, виникнення тріщин чи інших дефектів), під час поточного контролю режимних параметрів (зниження економічності, загальне чи локальне підвищення температури) або в результаті спеціальних вимірювань чи випробувань (погіршення характеристик ізоляції, зношення конструктивних елементів, виникнення дефектів та несправностей).

Роботи з метою контролю та поліпшення технічного стану електроустановок виконують у рамках системи технічного обслуговування і ремонтів (ТОР). Основними з них є неперервний температурний контроль, періодичні профілактичні випробування ізоляції, діагностування стану електроустановок, спеціальні вимірювання та випробування, планово-попереджувальні ремонти.

**Температурний контроль.** Порушення температурного режиму особливо небезпечні для ізоляції та контактних з'єднань. Підвищення температури понад допустиме значення спричиняє в ізоляції незворотні зміни, які проявляються зниженням електричної та механічної міцності та прискоренням її старіння. Наслідком цих явищ може стати пробиття ізоляції та виникнення пошкодження чи аварії. Недопустимі нагріви контактних з'єднань виникають внаслідок зменшення поверхні дотику (збільшення опору) і можуть також мати важкі наслідки.

Характерним для теплового режиму електроустановок є його пряма залежність від режиму навантаження. Температура перевищує допустимі значення під час перевантажень електроустановок. Тому Державними стандартами, вказівками заводів-виготовлювачів та інструкціями з експлуатації встановлюються допустимі норми перевантажень, які не повинні порушуватися.

Проте перегрівання електроустановок спричиняють і нережимні чинники. Якщо тепловий режим порушується, а режим навантаження перебуває в допустимих межах, то це свідчить про несправність устаткування. Отже, контроль теплового режиму електроустановок дає змогу виявляти дефекти та несправності, які зумовлюють нерозрахункове підвищення температури і так запобігати пошкодженням і аваріям.

**Профілактичні випробування.** В умовах експлуатації періодично контролюють стан ізоляції, щоб своєчасно виявляти зміни в ній і не допускати пошкоджень електроустаткування. Однією з форм такого контролю є профілактичні випробування. Профілактика – ефективний спосіб забезпечення надійності, бо в результаті її проведення з експлуатації усувається непридатне устаткування, спроможне спричиняти аварії. Вона дає змогу оцінювати технічний стан устаткування без розбирання та внутрішнього огляду і виявляти, чи потребує воно невідкладного ремонту. За даними випробувань і вимірювань можна також приймати рішення про збільшення міжремонтного періоду.

Проте існують чинники, які знижують ефективність профілактики. До них належать:

- недостатньо суворобґрунтованість термінів проведення випробувань внаслідок відсутності чітко налагодженої системи збирання й аналізу даних про несправності електроустановок;
- багато дефектів устаткування взагалі не можна виявити методами і засобами профілактики, які застосовуються в електроенергосистемах;
- через недосконалість вимірювань контрольних параметрів об'єкта часто відбраковується придатне для експлуатації устаткування, що спричиняє додаткові експлуатаційні витрати.

Вказані недоліки можна усунути шляхом удосконалення засобів випробувань та вимірювальної апаратури й насамперед на основі організаційних заходів: розроблення оптимальної стратегії профілактики, що ґрунтується на методах теорії надійності.

Для обґрунтування обсягів та періодичності випробувань і внесення корективів у чинні норми проводять певні дослідження.

1. Вивчають періодичність, причини і характер відмов конкретного типу устаткування, що дає змогу встановити середній час безвідмовної роботи та особливості зношування окремих деталей і вузлів електроустановок. На основі отриманої інформації коригують періодичність випробувань так, щоб вони виконувалися «під завісу» відмов.

2. Виробляють правильні критерії ефективності профілактики. Зараз ефективність випробувань оцінюють за співвідношенням

$$K_{\text{еф}} = n_{\text{п}} / (n_{\text{п}} + n_{\text{а}}), \quad (4.54)$$

де  $K_{\text{еф}}$  – коефіцієнт ефективності профілактики;  $n_{\text{п}}$  – кількість пошкоджень під час випробувань за певний період експлуатації;  $n_{\text{а}}$  – кількість аварійних пошкоджень за цей самий період.

Згідно з (4.54), ефективність профілактики зростає зі збільшенням кількості усунутих з експлуатації електроустановок до настання відмов. Недосконалість оцінювання полягає в тому, що не враховується зниження надійності електропостачання, зумовлене виведенням з робочого стану діючого устаткування. Такий недолік можна усунути, якщо ефективність профілактики оцінювати не відносно одиниці устаткування, а за її впливом на надійність мережі чи системи електропостачання загалом.

**Планово-попереджувальні ремонти.** Наявність у складі електроустановок вузлів і деталей, що зношуються і старіють, з часом спричиняє зростання інтенсивності відмов. Середній час безвідмовної роботи установки визначається тривалістю роботи найслабших ланок, тому для названих електроустановок він має мале значення. Капітальні та середні ремонти істотно збільшують час безвідмовної роботи, бо під час їх проведення замінюють швидкостаріючі деталі, внаслідок чого майже повністю відновлюється ресурс (устаткування стає «майже новим»).

Вплив ремонтів на підвищення надійності електроустановок можна оцінити кількісно. Нехай попереджувальний ремонт проводиться через однакові проміжки часу  $T_p$ . Відновлення ресурсу після ремонту призводить до повторення зміни інтенсивності відмов  $\lambda(t)$  на  $k+1$ -му міжремонтному проміжку часу порівняно з  $k$ -м проміжком

$$\lambda_{k+1}(t - kT_p) = \lambda_k(t - (k-1)T_p). \quad (4.55)$$

Результуюча крива  $\lambda(t)$  має вигляд, як на рис. 4.18, *а*.

Зумовлений ремонтами характер зміни  $\lambda(t)$  формує особливості зміни густини розподілу  $f(t)$  часу безвідмовної роботи. На  $k+1$ -му проміжку характер її зміни такий самий, як і на  $k$ -му, але значення зменшені пропорційно величині  $P(T_p)$ .

$$f_{k+1}(t - kT_p) = f_k(t - (k-1)T_p)P(T_p), \quad (4.56)$$

де  $P(T_p)$  – значення функції надійності об'єкта при  $t = T_p$ .

На рис. 4.18, *а* зображено результуючу криву  $f(t)$ . Обидві обвідні криві функції  $f(t)$  є експоненційними кривими. Це наслідок того факту, що загальний характер поведінки  $f(t)$  визначається геометричною прогресією  $P^k(T_p)$ ,  $k = 0, 1, 2, \dots$

Отже, незалежно від характеру зміни показників надійності у проміжках між ремонтами, результуючий характер їх поведінки близький до експоненційного. Використовуючи зазначені особливості показників надійності, можна розрахувати час безвідмовної роботи за наявності та відсутності ремонтів та кількісно оцінити їх вплив на підвищення надійності.

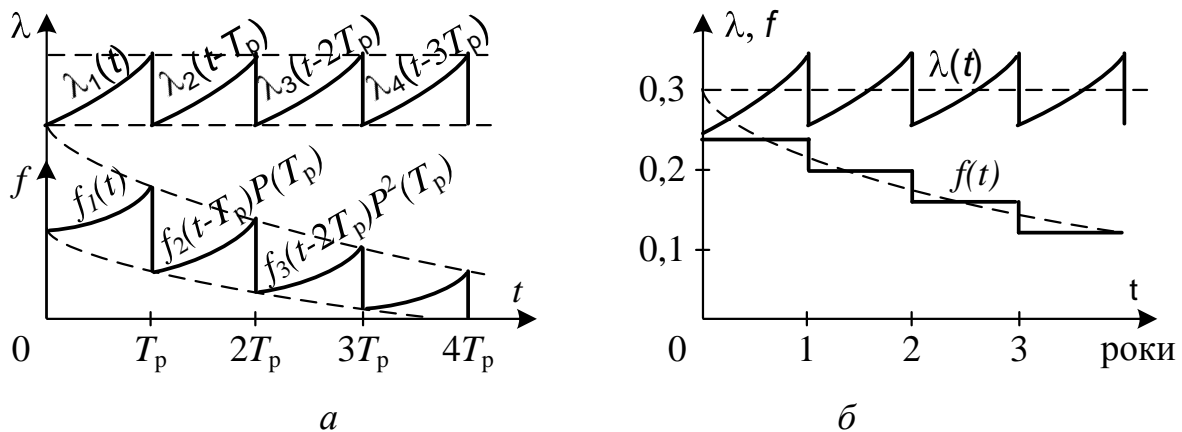


Рис. 4.18. Вплив ідеальних попереджувальних ремонтів на показники надійності електроустановок

**Приклад 4.11.** Розрахувати інтенсивність відмов та середній час безвідмовної роботи установки з урахуванням ( $T_p = 1$  рік) та без урахування попереджувальних ремонтів. За відсутності ремонтів розподіл часу безвідмовної роботи рівномірний:  $f(t) = 1/4 \text{ рік}^{-1}$  при  $0 < t < 4$  роки.

*Розв'язання.* 1. Ремонти відсутні. Згідно з (4.3) визначаємо функцію надійності

$$P(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt = \int_t^4 1/4 dt = 1 - t/4.$$

Інтенсивність відмов

$$\lambda(t) = f(t)/P(t) = 1/(4 - t) \text{ рік}^{-1}.$$

Середній час безвідмовної роботи

$$T_{\text{ср}} = \int_0^{\infty} P(t)dt = \int_0^4 (1 - t/4)dt = 2 \text{ роки.}$$

2. Ремонти виконуються. Для  $T_p = 1$  рік  $P(T_p) = 0,75$ . Будуємо графіки  $f(t)$  і  $\lambda(t)$ , зображені на рис. 4.18, б. З графіків видно, що розподіл часу безвідмовної роботи підпорядкований експоненційному закону ( $\lambda = \text{const}$ ). Тому одержуємо

$$\lambda_{\text{ср}} = \frac{1}{T_p} \int_0^{T_p} \lambda(t)dt = 1 \int_0^1 dt / (4 - t) = 0,288 \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{\text{ср}} = 1/\lambda_{\text{ср}} = 1/0,288 = 3,47 \text{ років.}$$

Отже, проведення попереджувальних ремонтів з періодичністю один рік дало змогу збільшити середній час безвідмовної роботи з 2,0 до 3,47 років.

В умовах експлуатації гостро стоїть питання підвищення ефективності ремонтних робіт, якого досягають впровадженням нових ремонтних технологій, ремонтного устаткування, нових форм організації праці. Впроваджувані заходи повинні забезпечувати підвищення якості та скорочення термінів ремонтів. Вони проходять техніко-економічне обґрунтування, яке враховує збільшення матеріальних затрат, зміну видатків на ремонтний персонал, досягнутий ефект підвищення надійності.

**Діагностування стану електроустановок.** Основне устаткування ЕС і ПС неперервно ускладнюється, що спричиняє збільшення обсягів робіт, пов'язаних з ремонтами та технічним обслуговуванням. Затрати на ремонти величезні. Водночас, здійснюючи планово-попереджувальні ремонти з заданою періодичністю без попереднього виявлення технічного стану, доводиться виконувати багато фактично непотрібної роботи. Часто відповідно до чинних нормативів в капітальний ремонт виводять працездатне устаткування тільки тому, що настав час ремонту за графіком.

Передбачуване капітальним ремонтом розбирання фактично працездатного устаткування не підвищує, а навпаки, знижує надійність, оскільки порушуються спряження та знову відбувається припасування деталей. Основна мета планових ремонтів – запобігти аварійним відмовам – реалізується наосліп. У результаті, як показує практика, запобігається тільки 30–40 % відмов.

Зазначені недоліки системи планово-попереджувальних ремонтів змушують видозмінювати її форми. Тому зараз широко впроваджують автоматизоване технічне діагностування стану електроустановок без їх відключення, яке допомагає раціональніше вибирати час ремонту. Діагностуванням виявляють технічний стан електроустаткування без його розбирання та встановлюють час ремонту, коли зношення деталей і несправності вузлів електроустановок досягають стану, коли подальша робота може спричинити відмову або буде економічно не доцільною. Із впровадженням діагностування замість планових ремонтів можна виконувати ремонти за технічним станом.

*Технічна діагностика* – це сукупність методів і засобів, які дають змогу встановити діагноз технічного стану, тобто дати висновок про місце знаходження, характер, ступінь розвитку дефектів та несправностей у досліджуваному об’єкті. До основних завдань діагностування технічних об’єктів належать: перевірка справності, працездатності та правильності функціонування об’єкта; пошук дефектів та несправностей, які порушують справність, працездатність та правильність функціонування; запобігання аварійним пошкодженням шляхом виявлення дефектів та несправностей на ранній стадії їх виникнення.

Діагностування проводиться як вимкненого, так і працюючого устаткування і може набувати різних форм залежно від функціональних та конструктивних особливостей електроустановок. В електроенергетиці використовують різні методи та засоби діагностування для оцінювання технічного стану генераторів, силових і вимірювальних трансформаторів, повітряних і кабельних ЛЕП, систем РЗА. Найінтенсивніше розвивається діагностування генераторів та інших електричних машин різного призначення, оскільки їхні функціональні та конструктивні особливості дають змогу проконтролювати значну кількість параметрів і всебічно обґрунтувати діагноз технічного стану.

**Посилення захисту електроустановок від зовнішніх та внутрішніх діянь.** Від зовнішніх та внутрішніх діянь захищають повітряні і кабельні ЛЕП, розподільні установки, електроустаткування ЕС і ПС. На повітряних лініях і площадках ПС встановлюють вентильні та трубчасті розрядники, блискавковідводи, розрядні проміжки, віброгасники, обмежувачі перенапруг, реалізують спеціально розроблені схеми захисту. Дерев'яні опори захищають від загнивання, оболонки кабелів – від корозії тощо.

Розроблюваний на стадії проектування електроустановок захист не завжди ефективно виконує свої функції в умовах експлуатації. Тому часто виникає потреба його посилення. Крім цього, існують способи захисту, які розробляються та реалізуються в процесі експлуатації (наприклад, топлення льоду). Існують також кліматичні аномальні зони, в яких посилюються зовнішні діяння, врахувати які під час проектування не завжди можливо. Наприклад, уздовж трас окремих ЛЕП можуть формуватися ділянки посиленої дії зовнішніх факторів. У процесі експлуатації, щоб зменшити кількість відмов, на всі ці моменти доводиться зважати.

На ділянках посиленої дії блискавок встановлюють трубчасті розрядники, зменшують опір заземлення опор, начіплюють трос. На ділянках посилення забруднень збільшують кількість ізоляторів у гірляндах, замінюють ізолятори на тривкіші до забруднень, періодично чистять ізоляцію. В умовах локального посилення дії вітру чи ожеледі, яке пов'язане з мікрокліматом чи рельєфом, збільшують механічну міцність елементів конструкції повітряних ліній. Перед паводками укріплюють насипи на фундаментах опор. Коли лінія проходить ділянками агресивних ґрунтів, додатково просочують деревину опор антисептиками, захищають оболонки кабелів від корозії.

Методи, засоби та схеми захисту електроустановок від зовнішніх і внутрішніх діянь розроблялися впродовж багатьох років і були свого часу предметом інтенсивних досліджень. Для експлуатаційного персоналу ЕС у відповідних нормативних документах наведено необхідні рекомендації щодо застосування засобів захисту. У нестандартних ситуаціях персонал діє, спираючись на свій практичний досвід. Виконують також спеціальні дослідження з використанням моделей надійності. Наприклад, можна згадати широке використання моделі надійності блискавкозахисту для розроблення систем блискавкозахисту повітряних ліній і ПС.



## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Принципову різницю між локальними та інтегральними показниками надійності.
2. Моделі надійності на основі законів розподілу часу безвідмовної роботи будуються для установок, для яких відома тільки статистика відмов.
3. Кожен з показників надійності характеризує окремі особливості виникнення відмов об'єкта, а наявність статистичних даних про відмови дає змогу встановити закон розподілу часу безвідмовної роботи об'єкта.
4. Чому розподіл часу безвідмовної роботи електроустановки може бути різним на різних стадіях її експлуатації.
5. В яких випадках моделі надійності відновлювальних об'єктів будують, використовуючи основні положення теорії випадкових процесів.
6. Яким чином планово-попереджувальні ремонти впливають на показники надійності електроустановок.

### Треба вміти:

1. Оцінювати ступінь надійності об'єкта в задані моменти часу, використовуючи густину розподілу часу безвідмовної роботи та інтенсивність відмов.
2. Пояснити, чому інтенсивність відмов електроустановки має змінний характер на різних стадіях її експлуатації.
3. Записати і проаналізувати вирази для визначення показників надійності об'єктів з послідовним і паралельним з'єднанням елементів.
4. Будувати модель надійності відновлюваного об'єкта, яка враховує зміну в часі ймовірностей його відмов.
5. Розраховувати час безвідмовної роботи за наявності або відсутності планово-попереджувальних ремонтів та кількісно оцінювати їх вплив на підвищення надійності.

### Слід запам'ятати, що:

1. Для оцінювання надійності невідновлювальних об'єктів використовують імовірнісні характеристики часу безвідмовної роботи.

2. Побудову моделей надійності виконують із застосуванням таких законів розподілу, як нормальний (закон Гаусса), експоненціальний, закон Вейбулла, біноміальний розподіл.

3. Якщо в результаті заводських випробувань встановлено показники надійності елементів, то надійність роботи електроустановки можна розрахувати за допомогою основних теорем теорії ймовірностей.

4. У процесі функціонування відновлювальних об'єктів інтервали роботи і відновлення чергуються.

5. Моделі надійності відновлювальних об'єктів на основі теорії випадкових процесів називають моделями простору станів.

6. Для кожної конкретної електроустановки можна задати значення показників надійності, які мають бути забезпечені після введення установки в експлуатацію.

### **Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Як визначаються функції надійності та ненадійності роботи об'єкта?
2. Наведіть показники надійності невідновлювальних об'єктів.
3. Що таке інтегральні та диференційні показники надійності?
4. На які характерні зони розділяється графік інтенсивності відмов електроустановки?
5. Наведіть показники надійності відновлювальних об'єктів.
6. Що таке граф переходів у просторі станів об'єкта?
7. Як здійснюється побудова моделей надійності об'єктів з великою кількістю елементів?
8. Чим відрізняються марковський та немарковський процеси зміни станів?
9. Які задічі надійності вирішуються на стадії проектування та в процесі експлуатації електроустановок?
10. Наведіть приклади вирішення практичних задач забезпечення надійної роботи електроустановок.

## РОЗДІЛ 5

### ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ОБ'ЄКТІВ З ПАРАЛЕЛЬНО-ПОСЛІДОВНИМ З'ЄДНАННЯМ ЕЛЕМЕНТІВ

#### 5.1. Визначення показників надійності об'єктів, які складаються з невідновлюваних резервованих елементів

Розглянемо структуру гіпотетичного об'єкта (електроустановки), який складається з невідновлюваних елементів. Для забезпечення надійної роботи об'єкта, як зазначено у розділі 2, використовуються різні види структурного резервування. На рис. 5.1 наведено два види резервування групи послідовно з'єднаних невідновлюваних елементів: загальне резервування, в якому резервується об'єкт у цілому (рис. 5.1, *а*) та роздільне резервування, в якому резервуються окремі елементи об'єкта чи їх групи (рис. 5.1, *б*).

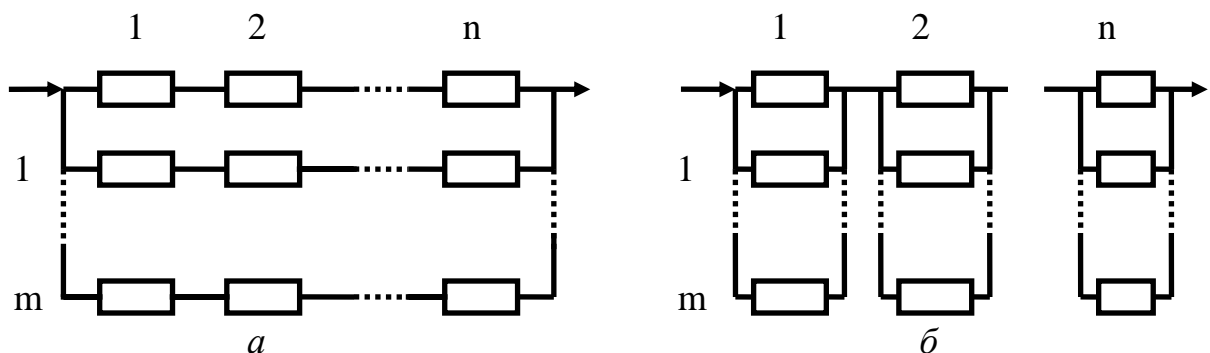


Рис. 5.1. Приклад резервування групи послідовно з'єднаних невідновлюваних елементів: *а* – загальне; *б* – роздільне

Таку структуру можуть мати різні електроустановки – розподільні пристрої, батареї конденсаторів, релейно-контактні пристрої тощо.

Як зазначено у розділі 2, основними показниками надійності невідновлюваних об'єктів (елементів) є:

- інтенсивність відмов  $\lambda(t)$ ;
- імовірність безвідмовної роботи  $R(t_1, t_2)$ ;
- середнє напруцювання до відмови  $MTTF$ .

У загальному випадку аналітичний вираз імовірності безвідмовної роботи об'єкта має вигляд

$$R(t_1, t_2) = \exp \left\{ - \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \right\}. \quad (5.1)$$

Для експоненціального розподілу напрацювання об'єкта до відмови інтенсивність відмови  $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$ , тож формула (5.1) набуває вигляду

$$R(t_1, t_2) = \prod_{i=1}^n R_i(t_1, t_2) = \exp \left\{ - \sum_{i=1}^n \lambda_i(t) \Delta t \right\}, \quad (5.2)$$

де  $\lambda_i$  – інтенсивність відмови  $i$ -го елемента;  $n$  – кількість послідовно з'єднаних основних елементів;  $R_i(t_1, t_2)$  – імовірність безвідмовної роботи  $i$ -го елемента.

Для об'єкта, що складається з  $n$  послідовно з'єднаних елементів, інтенсивність відмови

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (5.3)$$

Для експоненціального розподілу напрацювання до відмови густина відмов  $i$ -го елемента  $\lambda_i(t) = \lambda_i = \text{const}$  і визначається за формулою:

$$\lambda_i = MTTF_i^{-1}, \quad (5.4)$$

де  $MTTF_i$  – середнє напрацювання до відмови  $i$ -го елемента.

У загальному випадку аналітичний вираз для визначення середнього напрацювання до відмови має вигляд:

$$MTTF = \int_{t_1}^{t_2} R(t_1, t_2) dt. \quad (5.5)$$

Для експоненціального розподілу напрацювання до відмови:

$$MTTF = \lambda^{-1} = \left( \sum_{i=1}^n \lambda_i \right)^{-1}, \quad (5.6)$$

де  $\lambda$  – інтенсивність відмов основного з'єднання з  $n$  елементів (або будь-якого з  $m$  резервних з'єднань).

У разі загального резервування з цілою кратністю (рис. 5.1, а) з урахуванням (5.2) імовірність безвідмовної роботи об'єкта, який складається з  $n$  послідовно з'єднаних основних елементів, становить:

$$R(t_1, t_2) = 1 - \left[ 1 - \prod_{i=1}^n R_i(t_1, t_2) \right]^{1+m}, \quad (5.7)$$

де  $m$  – кількість резервних з'єднань.

Для експоненціального розподілу напрацювання  $n$  рівнонадійних елементів об'єкта до відмови вираз (5.7) набуває вигляду:

$$R(0, t) = 1 - 1 - \exp(-\lambda_i \cdot t \cdot n)^{1+m} \quad (5.8)$$

Отже, з урахуванням формули (5.7), середнє напрацювання до відмови:

$$MTTF = \lambda^{-1} \sum_{j=1}^m (j+1)^{-1}. \quad (5.9)$$

У разі роздільного резервування з цілою кратністю (рис. 5.1, б):

$$R(t_1, t_2) = \prod_{i=1}^n 1 - R_i(t_1, t_2)^{1+m} \quad (5.10)$$

або, з урахуванням (5.8):

$$R(0, t) = \prod_{i=1}^n 1 - 1 - \exp(-\lambda_i \cdot t \cdot n)^{1+m} \quad (5.11)$$

Якщо всі елементи об'єкта мають однаковий рівень надійності та однакову кратність резервування, то:

$$R(0, t) = 1 - 1 - \exp(\lambda_i \cdot t \cdot n)^{1+m \cdot n} \quad (5.12)$$

Середня кількість елементів на об'єктах, що перебувають в експлуатації і можуть відмовити до закінчення періоду експлуатації  $t = 1$  рік

$$N_{сер} = (m+1) \cdot n \cdot \lambda \cdot t \cdot c \quad (5.13)$$

де  $c$  – загальна кількість об'єктів.

Потрібна кількість резервних елементів становить:

$$N_a = \rho \cdot N_{сер} \quad (5.14)$$

де значення коефіцієнта  $\rho = f(\alpha, N_{сер})$  знаходять за табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Визначення коефіцієнту  $\rho = f(\alpha, \cdot N_{сер})$ 

	$N_{сер}$							
$\alpha$	<25	50	75	100	150	200	300	400
0,90	1,24	1,18	1,15	1,12	1,10	1,09	1,07	1,06
0,92	1,27	1,20	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,07
0,94	1,30	1,22	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,08
0,96	1,35	1,25	1,20	1,17	1,14	1,12	1,10	1,09
0,98	1,41	1,30	1,24	1,21	1,17	1,15	1,12	1,10
0,99	1,47	1,34	1,27	1,23	1,19	1,17	1,13	1,12

Значення, які перебувають за межами таблиці, визначають за допомогою інтерполяції.

**Приклад 5.1.** Визначити характеристики надійності невідновлюваного резервованого об'єкта, який складається з 16 послідовно з'єднаних елементів. Інтенсивність відмови всіх елементів об'єкта однакова і дорівнює

$$\lambda = 27 \cdot 10^{-3} (1/\text{рік}).$$

Загальна кількість об'єктів на підприємстві:  $c = 17$ .

Визначити  $m$  – кратність резервування головної послідовної ланки елементів об'єкта, яка забезпечує рівень імовірності безвідмовної роботи

$$R_{min} = 0,9; R_{сер} = 0,99; R_{max} = 0,999$$

у кінці інтервалу  $t=2,2$  року для двох способів резервування (загального та роздільного).

Розрахувати та побудувати графічно функції надійності  $R_0(t)$  основних елементів об'єкта без резервування, а також функції  $R_{min}(t)$ ;  $R_{сер}(t)$  та  $R_{max}(t)$  для відповідних структур об'єкта з визначеною кратністю  $m$  загального та роздільного резервування.

Обчислити середнє напруження до відмови  $MTTF$  елементів об'єкта з загальним резервуванням.

Розрахувати річну потребу резервних елементів для об'єкта із загальним резервуванням з урахуванням ймовірності забезпечення  $\alpha=0,91$ .

*Розв'язання.*

**Розрахунок для способу загального резервування** (рис. 5.1, а).

Відповідно до виразу (5.2) визначаємо функцію  $R_i(t_i)$  для основних елементів об'єкта без резервування в інтервалі  $t = 0,5-2,2$ :

$$R_0(t) = e^{(-n\lambda t)} = e^{(-16 \cdot 0,027 \cdot 0)} = 1;$$

$$R_{0,5}(t) = e^{(-n\lambda t)} = e^{(-16 \cdot 0,027 \cdot 0,5)} = 0,806;$$

$$R_1(t) = e^{(-n\lambda t)} = e^{(-16 \cdot 0,027 \cdot 1)} = 0,649;$$

$$R_{1,5}(t) = e^{(-n\lambda t)} = e^{(-16 \cdot 0,027 \cdot 1,5)} = 0,523;$$

$$R_2(t) = e^{(-n\lambda t)} = e^{(-16 \cdot 0,027 \cdot 2)} = 0,421.$$

Результати розрахунків показують, що рівень надійності основних елементів без резервування значно нижчий за потрібний:

$$R_{\min}(t=2) = 0,9; R_{\text{сер}}(t=2) = 0,99; R_{\max}(t=2) = 0,999,$$

тобто

$$R_{2,2}(t) = e^{(-n\lambda t)} = e^{(-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2)} = 0,387.$$

Беремо кратність загального резервування  $m = 1$  і відповідно до виразу (5.8) обчислюємо ймовірність безвідмовної роботи елементів об'єкта із загальним резервуванням:

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+1} = 0,624.$$

Підвищуємо кратність загального резервування:

– до рівня  $m = 2$  (дві резервних ланки):

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+2} = 0,769;$$

– до рівня  $m = 3$ :

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+3} = 0,858;$$

– до рівня  $m = 4$ :

$$R_{\min} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+4} = 0,913.$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервований об'єкт із кратністю загального резервування  $m = 4$  (рис. 5.1, а) задовольняє вимогу

$$R_0(t=2,2) > R_{\min}(t=2,2) \text{ або } 0,913 > 0,9.$$

Розрахуємо кратність резервування, потрібну для досягнення умов  $R_{\text{сер}}$  та  $R_{\max}$ .

Підвищуємо кратність загального резервування:

– до рівня  $m = 5$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+5} = 0,947;$$



– до рівня  $m = 6$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+6} = 0,967;$$

– до рівня  $m = 7$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+7} = 0,98;$$

– до рівня  $m = 8$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+8} = 0,988;$$

– до рівня  $m = 9$ :

$$R_{\text{сер}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+9} = 0,992.$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервований об'єкт із кратністю загального резервування  $m = 9$  задовольняє вимоги

$$R_0(t = 2,2) > R_{\text{сер}}(t = 2,2) \text{ або } 0,992 > 0,99.$$

Підвищуємо кратність загального резервування:

– до рівня  $m = 10$ :

$$R_{\text{max}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+10} = 0,995;$$

– до рівня  $m = 11$ :

$$R_{\text{max}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+11} = 0,997.$$

– до рівня  $m = 12$ :

$$R_{\text{max}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+12} = 0,998.$$

– до рівня  $m = 13$ :

$$R_{\text{max}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+13} = 0,9989.$$

– до рівня  $m = 14$ :

$$R_{\text{max}} = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m} = 1 - \{1 - \exp[-16 \cdot 0,027 \cdot 2,2]\}^{1+14} = 0,9993.$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервований об'єкт із кратністю загального резервування  $m = 14$  задовольняє вимогу

$$R_0(t = 2,2) > R_{\text{max}}(t = 2,2) \text{ або } 0,9993 > 0,999.$$

Щоб побудувати графік функції  $R_{\text{min}}(t)$ , виконаємо розрахунки від  $R_0(t = 0) = 1$  до  $R_{\text{min}}(t) = 0$  для  $m = 4$  з кроком, наприклад,  $t = 0,4$  року.

Виконуємо аналогічні розрахунки та будуємо графіки для об'єктів із заданою ймовірністю безвідмовної роботи  $R_{\text{сер}}(t)$  та  $R_{\text{max}}(t)$  із відповідними кратностями резервування  $m$ , які забезпечують значення  $R_{\text{сер}}(t = 2) \geq 0,99$  та  $R_{\text{max}}(t = 2) \geq 0,999$ .

$$R(t, m) = 1 - \{1 - \exp[-\lambda_i t n]\}^{1+m}; t = 0,4 - 4.$$

Графіки функцій  $R(t)$  для загального резервування показано на рис. 5.2.

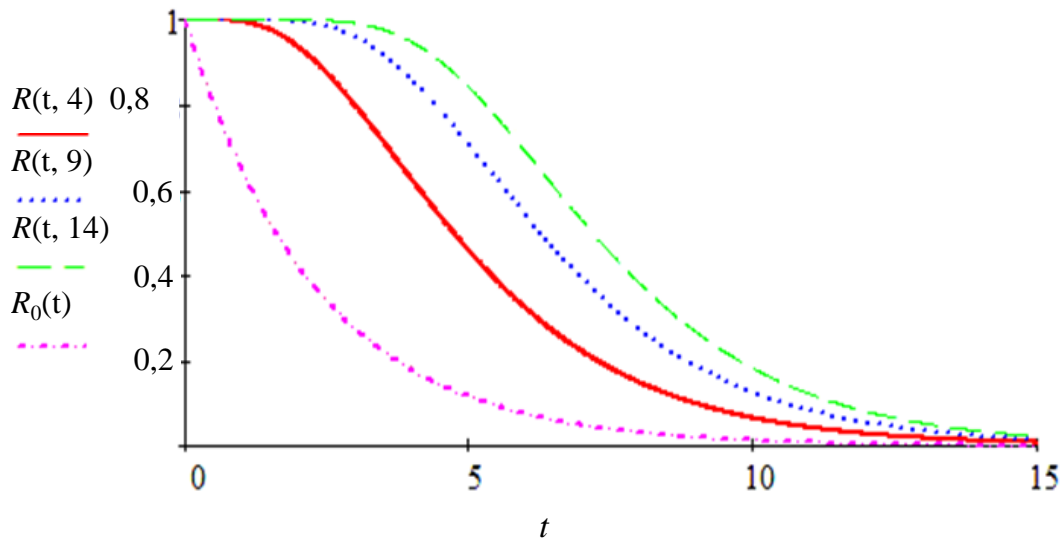


Рис. 5.2. Графіки функцій  $R(t)$  для загального резервування

Розраховуємо відповідно до співвідношення (5.9) середній час напрацювання до відмови  $MTTF$  об'єктів із різною кратністю резервування:

– якщо  $m = 0$ ,

$$MTTF_0 = (\lambda n)^{-1} \sum_{j=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{j=1}^0 (j+1)^{-1} = 2,31;$$

– якщо  $m = 4$ ,

$$MTTF_{\min} = (\lambda n)^{-1} \sum_{j=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{j=1}^4 (j+1)^{-1} = 5,29.$$

Аналогічно розраховуємо параметри  $MTTF_{\text{сер}}(m)$  та  $MTTF_{\text{max}}(m)$  для раніше обчислених значень  $R_{\text{сер}}$  та  $R_{\text{max}}$ .

Знаходимо середній час напрацювання до відмови  $MTTF$  відповідно до співвідношення (5.9) об'єктів із різною кратністю резервування:

– якщо  $m = 9$ ,

$$MTTF_{\max} = (\lambda n)^{-1} \sum_{j=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{j=1}^9 (j+1)^{-1} = 6,78.$$

– якщо  $m = 14$ ,

$$MTTF_{\max} = (\lambda n)^{-1} \sum_{j=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{j=1}^{14} (j+1)^{-1} = 7,68.$$

Відповідно до співвідношення (5.13) визначаємо середню кількість елементів  $N_{\text{сер}}$ , що перебувають в експлуатації та можуть відмовити до закінчення періоду експлуатації з урахуванням раніше обчислених значень  $MTTF$ . Наприклад,  $t = 1$  рік; якщо  $m = 0$ , то

$$N_{\text{сер}}(MTTF_0) = (m + 1)n\lambda tc = (0 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 8.$$

Аналогічно знаходимо  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\min})$ ,  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}})$  та  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\max})$ :

якщо  $m = 4$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\min}) = (m + 1)n\lambda tc = (4 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 37$ ;

якщо  $m = 9$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}}) = (m + 1)n\lambda tc = (9 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 74$ ;

якщо  $m = 14$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\max}) = (m + 1)n\lambda tc = (14 + 1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 111$ .

Відповідно до виразу (5.14) розрахуємо потрібну кількість резервних елементів для кожного обчисленого параметра  $N_{\text{сер}}(MTTF)$ .

Наприклад, для  $\lambda = 0,91$ :

якщо  $\rho = 1,26$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_0) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_0) = 1,26 \cdot 8 = 11$ ;

якщо  $\rho = 1,23$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_{\min}) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_{\min}) = 1,23 \cdot 37 = 46$ ;

якщо  $\rho = 1,15$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_{\text{сер}}) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}}) = 1,15 \cdot 74 = 86$ ;

якщо  $\rho = 1,12$ , то  $N_{\alpha}(MTTF_{\max}) = \rho N_{\text{сер}}(MTTF_{\max}) = 1,12 \cdot 74 = 125$ .

### ***Розрахунок для способу роздільного резервування (рис. 5.1, б)***

У цьому разі виконують поелементне резервування, тобто кожний елемент резервується окремо, але, оскільки інтенсивність відмови всіх основних елементів однакова, кожний основний елемент матиме однакову кількість резервних елементів.

Знаходимо ймовірність безвідмовної роботи елементів об'єкта з роздільним резервуванням.

Наприклад, якщо  $m = 1$ ,

$$R_{\min} = \{1 - [1 - \exp(-\lambda_i t)]^{1+m}\}^n = 1 - \{1 - \exp(-0,027 \cdot 2,2)\}^{1+1}\}^{16} = 0,94.$$

Отже, як бачимо, невідновлюваний резервований об'єкт із кратністю роздільного резервування  $m = 1$  (рис. 5.1, б) задовольняє вимогу

$$R_0(t = 2,2) > R_{\min}(t = 2,2) \text{ або } 0,948 > 0,9.$$

Щоб побудувати графік функції  $R_{\min}(t)$ , виконаємо розрахунки від  $R_0(t)$  до  $R_{\min}(t)$  для  $m = 1$  із кроком, наприклад,  $t = 0,4$  року.

Виконуємо аналогічні розрахунки та будуємо графіки для об'єктів із заданою ймовірністю безвідмовної роботи  $R_{\text{сер}}(t)$  та  $R_{\text{max}}(t)$  з відповідними кратностями резервування  $m$ , які забезпечують

$$R_{\text{сер}}(t = 2,2) > 0,99 \text{ та } R_{\text{max}}(t = 2,2) > 0,999.$$

Підвищуємо кратність роздільного резервування до  $m = 2$ , тоді

$$R_{\text{сер}} = \{1 - [1 - \exp(-\lambda_i t)]^{1+m}\}^n = 1 - \{1 - \exp(-0,027 \cdot 2,2)\}^{1+2} = 0,997.$$

Підвищуємо кратність роздільного резервування до  $m = 3$ , тоді

$$R_{\text{max}} = \{1 - [1 - \exp(-\lambda_i t)]^{1+m}\}^n = 1 - \{1 - \exp(-0,027 \cdot 2,2)\}^{1+3} = 0,9998.$$

За результатами розрахунків будуємо графіки функції  $R = f(t)$  для об'єктів з ймовірністю безвідмовної роботи  $R_{\text{min}}(t)$ ,  $R_{\text{сер}}(t)$  та  $R_{\text{max}}(t)$ .

Графіки функцій  $R(t)$  для роздільного резервування показано на рис. 5.3.

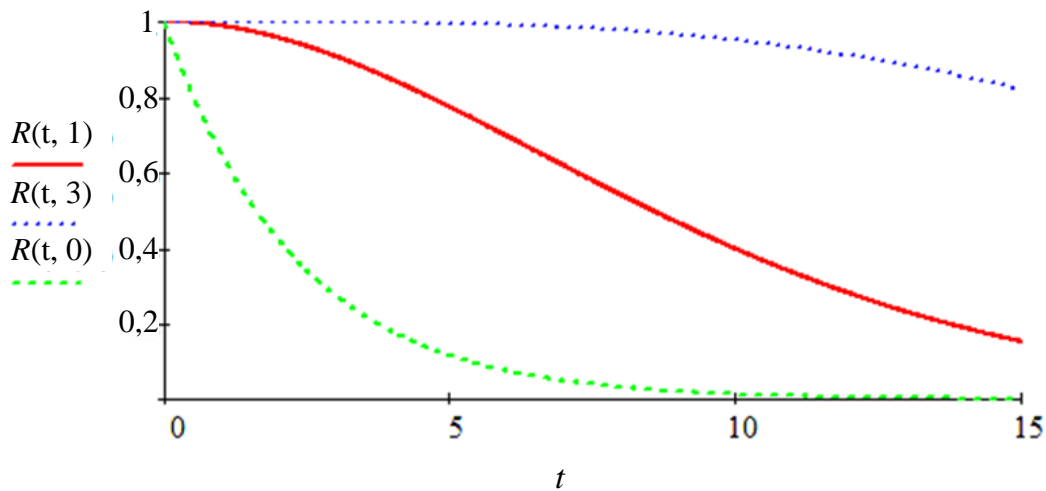


Рис. 5.3. Графіки функцій  $R(t)$  для роздільного резервування

Визначаємо відповідно до співвідношення (5.9) середній час напрацювання до відмови  $MTTF$  об'єктів з різною кратністю резервування:

– якщо  $m = 0$ ,

$$MTTF_{\text{min}} = (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{i=1}^0 (j+1)^{-1} = 2,31;$$

– якщо  $m = 1$ ,

$$MTTF_{\text{min}} = (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{i=1}^1 (j+1)^{-1} = 3,47.$$

Аналогічні розрахунки параметрів  $MTTF_{\text{сер}}(m)$  та  $MTTF_{\text{max}}(m)$  виконують для раніше обчислених значень  $R_{\text{сер}}$  та  $R_{\text{max}}$ .

Визначаємо відповідно до співвідношення (5.9) середній час напрацювання до відмови  $MTTF$  об'єктів із різною кратністю резервування:

– якщо  $m = 2$ ,

$$MTTF_{\text{сер}} = (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{i=1}^2 (j+1)^{-1} = 4,24;$$

– якщо  $m = 3$ ,

$$MTTF_{\text{max}} = (\lambda n)^{-1} \sum_{i=1}^m (j+1)^{-1} = (16 \cdot 0,027)^{-1} \sum_{i=1}^3 (j+1)^{-1} = 4,82.$$

Визначаємо середню кількість елементів  $N_{\text{сер}}$ , що перебувають в експлуатації та можуть відмовити до закінчення періоду експлуатації ( $t = 1$  рік), урахувавши раніше обчислені значення  $MTTF$ :

якщо  $m = 0$ ,  $N_{\text{сер}}(MTTF_0) = (m+1)n\lambda tc = (0+1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 8$ .

Аналогічно знаходять  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{min}})$ ,  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}})$  та  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{max}})$ :

якщо  $m = 1$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{min}}) = (m+1)n\lambda tc = (1+1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 15$ ;

якщо  $m = 2$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{сер}}) = (m+1)n\lambda tc = (2+1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 23$ ;

якщо  $m = 3$ , то  $N_{\text{сер}}(MTTF_{\text{max}}) = (m+1)n\lambda tc = (3+1) \cdot 16 \cdot 0,027 \cdot 1 \cdot 17 = 30$ .

## 5.2. Визначення показників надійності об'єктів, які складаються з відновлюваних нерезервованих елементів

Основні показники надійності відновлюваних об'єктів (елементів) є:

- *параметр потоку відмов*  $Z(t)$  – відношення математичного сподівання кількості відмов відновлювального об'єкта за досить мале його напрацювання до значення цього напрацювання;
- *середня тривалість відновлення*  $MTTR$  – математичне сподівання часу відновлення працездатного стану об'єкта після відмови;
- *коефіцієнт готовності*  $A(t)$  – імовірність того, що об'єкт виявиться непрацездатним у довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачено.

Розрахункові співвідношення застосовують лише для надійного електроенергетичного устаткування, до якого належать найважливіші елементи електричних мереж – лінії електропередачі, силові трансформатори, вимикачі, реактори тощо. Для таких надійних елементів справедливе співвідношення:

$$MTTR_{i,\max} = (Z_{i,\max})^{-1} \gg \sum_{i=1}^n MTTR_i, \quad (5.15)$$

де  $Z_{i,\max}$  – максимальне значення параметра потоку відмов з усіх елементів об'єкта, що розглядається.

Параметр потоку відмов ділянки, яка складається з  $n$  послідовно з'єднаних елементів відповідно до виразу (5.3) з урахуванням виразу (5.4) визначають так:

$$Z_o = \sum_{i=1}^n Z_i. \quad (5.16)$$

Середня тривалість відновлення ділянки, яка складається з  $n$  послідовно з'єднаних відновлюваних нерезервованих елементів:

$$MTTR_o = (Z_o)^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n (Z_i \cdot MTTR_i). \quad (5.17)$$

Середня тривалість відновлення об'єкта, який складається з  $m$  відновлюваних нерезервованих паралельно з'єднаних ділянок:

$$MTTR_o = \left[ \sum_{i=1}^m (MTTR_o)^{-1} \right]^{-1}. \quad (5.18)$$

Параметр потоку відмов об'єкта, який складається з  $m$  відновлюваних нерезервованих паралельно з'єднаних ділянок:

$$Z_o = \prod_{i=1}^m (Z_o \cdot MTTR_o) \cdot \sum_{i=1}^m (MTTR_o)^{-1}. \quad (5.19)$$

Середнє напрацювання об'єкта до відмови:

$$MTTF_o = (Z_o)^{-1}. \quad (5.20)$$

Коефіцієнт готовності об'єкта:

$$A(t) = MTTF_o \cdot (MTTF_o + MTTR_o)^{-1}. \quad (5.21)$$

**Приклад 5.2.** Визначити характеристики надійності об'єкта з відновлюваними нерезервованими елементами відповідно до загальної схеми об'єкта, наведеної на рис. 5.4.

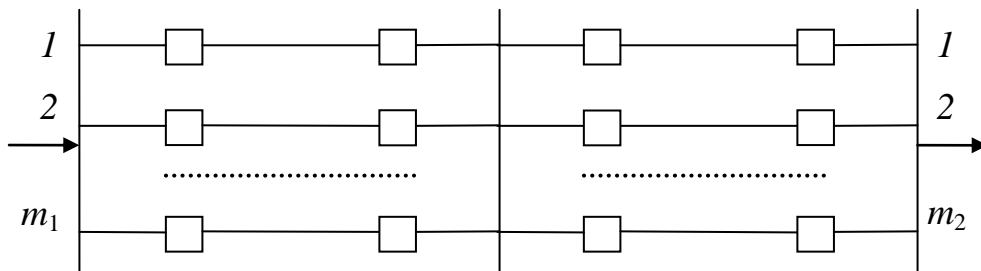


Рис. 5.4. Загальна схема об'єкта, що складається з відновлюваних нерезервованих елементів

Таку структуру може мати гіпотетичний фрагмент електричної мережі, кожна ділянка якого складається з трьох елементів – двох вимикачів та однієї ЛЕП. Напруга мережі  $U_n = 110$  кВ; довжина ЛЕП  $l = 180$  км; кількість паралельних ділянок  $m_1 = 7$ ; кількість паралельних ділянок  $m_2 = 2$ .

Складаючи розрахункову схему фрагмента електричної мережі, вважатимемо, що довжина всіх ЛЕП однакова. Значення параметра потоку відмов  $Z_i$  та середньої тривалості відновлення елементів  $MTTR$  розрахункової схеми наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2

Параметри потоку відмов елементів мережі

Елемент	Параметри потоку відмов $Z_i$ , 1/рік	$MTTR \cdot 10^{-4}$ , рік
Комірка вимикача 110 кВ	0,02	5
ЛЕП 110 кВ	0,008	4

Розв'язання.

Згідно з заданими параметрами складаємо розрахункову схему (рис. 5.5).

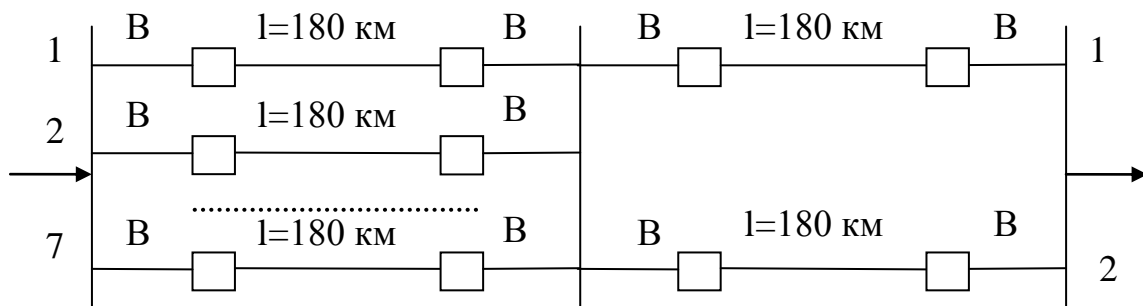


Рис. 5.5. Розрахункова схема об'єкта, що складається з відновлюваних нерезервованих елементів



За виразом (5.16) розраховуємо параметр потоку відмов ділянки, яка складається з трьох послідовно з'єднаних елементів «В – ЛЕП – В»,

$$Z_d = Z_B + Z_{\text{ЛЕП}}l + Z_B = 0,02 + 0,008 \cdot 180 + 0,02 = 1,48 \text{ рік}^{-1}$$

За виразом (5.17) обчислюємо середню тривалість відновлення елементів ділянки

$$\begin{aligned} MTTR_d &= (Z_d)^{-1} (Z_B MTTR_B) + (Z_{\text{ЛЕП}}l) MTTR_{\text{ЛЕП}} + Z_B MTTR_B = \\ &= 1,48^{-1} \cdot (0,02 \cdot (5 \cdot 10^{-4}) + (0,008 \cdot 180) \cdot (4 \cdot 10^{-4}) + (0,02 \cdot (5 \cdot 10^{-4})) = \\ &= 4,02 \cdot 10^{-4} \text{ року.} \end{aligned}$$

За виразом (5.18) знаходимо середню тривалість відновлення фрагмента, який складається із семи паралельних ділянок,

$$MTTR_{m1} = (m_1 \cdot MTTR_d^{-1})^{-1} = (7 \cdot 4,02 \cdot 10^{-4})^{-1} = 0,574 \cdot 10^{-4} \text{ року.}$$

Середня тривалість відновлення фрагмента, який складається з двох паралельних ділянок,

$$MTTR_{m2} = (m_2 \cdot MTTR_d^{-1})^{-1} = (2 \cdot 4,02 \cdot 10^{-4})^{-1} = 2,01 \cdot 10^{-4} \text{ року.}$$

Згідно з виразом (5.19) розраховуємо параметр потоку відмов фрагмента, який складається із семи паралельних ділянок:

$$\begin{aligned} Z_{m1} &= (Z_d MTTR_d)^{m1} m1 MTTR_d = \\ &= (6,44 \cdot 4,02 \cdot 10^{-4})^7 \cdot 7 \cdot (4,02 \cdot 10^{-4})^{-1} = 1,36 \cdot 10^{-14} \text{ рік}^{-1}. \end{aligned}$$

Параметр потоку відмов фрагмента, який складається з двох паралельних ділянок:

$$\begin{aligned} Z_{m2} &= (Z_d \cdot MTTR_d)^{m2} m2 MTTR_d = \\ &= (6,44 \cdot 4,02 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 2 \cdot (4,02 \cdot 10^{-4})^{-1} = 0,033 \text{ рік}^{-1}. \end{aligned}$$

Обчислюємо параметр потоку відмов усього об'єкта:

$$Z_o = Z_{m1} + Z_{m2} = 1,36 \cdot 10^{-14} + 0,033 = 0,033 \text{ рік}^{-1}.$$

Середня тривалість відновлення всього об'єкта:

$$\begin{aligned} MTTR_o &= (Z_o)^{-1} \cdot (Z_{m1} \cdot MTTR_{m1} + Z_{m2} \cdot MTTR_{m2}) = \\ &= 0,0333^{-1} \cdot (1,36 \cdot 10^{-14} \cdot 5,74 \cdot 10^{-4} + 0,0333 \cdot 2,01 \cdot 10^{-4}) = \\ &= 2,01 \cdot 10^{-4} \text{ року.} \end{aligned}$$

За формулою (5.20) визначаємо середнє напрацювання до відмови всього об'єкта:

$$MTTF_o = (Z_o)^{-1} = (0,0333)^{-1} = 30 \text{ років.}$$

За виразом (5.21) обчислюємо коефіцієнт готовності об'єкта:

$$A(t) = MTTF_o (MTTF_o + MTTR_o)^{-1} = 30 \cdot (30 + 2,01 \cdot 10^{-4})^{-1} = 1,0.$$

Імовірність безвідмовної роботи об'єкта впродовж 1 року

$$R_o(t = 1,0) = \exp(-Z_o \cdot 1) = \exp(-0,0333 \cdot 1) = 0,96725.$$

### 5.3. Визначення показників надійності об'єктів з урахуванням примусових відключень для послідовно з'єднаних елементів

Обладнання електроенергетичних систем може бути відключене не лише через утрату працездатності, але й для проведення, наприклад, планово-попереджувальних ремонтів, усунення дефектів, що збільшують небезпечність відмов, для виконання робіт поблизу об'єкта, що перебуває під високою напругою тощо. Такі відключення називають примусовими, оскільки їх виконує персонал, який обслуговує обладнання.

Події, пов'язані з примусовими відключеннями, на відміну від відмов не можна визнати випадковими. Проте, під час параметричного оцінювання надійності можуть бути використані показники надійності, аналогічні до тих, що характеризують відмови та відновлення, а саме:

- $Z_i^{\text{ПВ}}$  – параметр потоку примусових відключень;
- $MTTR_i^{\text{ПВ}}$  – середня тривалість примусового відключення.

Отже, примусові відключення утворюють потік подій, які не випадкові, оскільки їх заздалегідь планує та виконує персонал. Між тим, якщо визначають надійність за короткий період часу (наприклад, у разі зміни режимів), то примусові відключення враховують як детерміновані події, і надійність розраховують для різних режимів роботи ЕЕС. Якщо надійність визначають за тривалий проміжок часу, наприклад під час проектування, то наперед визначити кількість таких відключень або їх тривалість зазвичай неможливо. У такому разі примусові відключення розглядають як потік випадкових подій і використовують положення теорії ймовірностей і математичної статистики так само, як і для потоку відмов і відновлень.

Якщо примусові відключення вважати незалежними подіями, то для послідовно з'єднаних елементів параметр потоку таких відключень визначають як суму параметрів примусових відключень елементів:

$$Z_{\text{д}}^{\text{ПВ}} = \sum_1^n Z_i^{\text{ПВ}}, \quad (5.22)$$

де  $Z_i^{\text{ПВ}}$  – параметр потоку примусових відключень  $i$ -го елемента.

Середня тривалість відновлення ділянки з послідовно з'єднаними елементами

$$MTTR_d = (Z_d)^{-1} \sum_{i=1}^n (Z_i MTTR_i). \quad (5.23)$$

де  $MTTR_i^{ПВ}$  – середня тривалість примусового відключення  $i$ -го елемента.

Під час виконання ремонтів електрообладнання зазвичай відключають декілька взаємопов'язаних елементів (наприклад, високовольтну ЛЕП і частину обладнання знижувальної підстанції, що живиться від цієї ЛЕП). Один з елементів послідовного кола, який найчастіше примусово відключають, назовемо *базовим*, а відносну частоту примусових відключень інших елементів щодо базового – *коефіцієнтом збігу*:

$$g_{\frac{i}{\sigma}} = \frac{\frac{m_i(t)}{\sigma}}{M_i(t)}, \quad (5.24)$$

де  $\frac{m_i(t)}{\sigma}$  – кількість примусових відключень  $i$ -го елемента, які відбулися одночасно з примусовим відключенням базового елемента за період  $t$ ;  $M_i(t)$  – загальна кількість примусових відключень елемента  $i$  за період  $t$ .

З урахуванням коефіцієнтів збігу значення параметра потоку примусових відключень ділянки визначають за формулою

$$Z_d^{ПВ} = Z_{\sigma}^{ПВ} + \sum_{i=1, i \neq \sigma}^n Z_i \left( 1 - g_{\frac{i}{\sigma}} \right). \quad (5.25)$$

Середня тривалість примусового відключення

$$MTTR_d^{ПВ} = (Z_d^n)^{-1} \left[ Z_{\sigma}^{ПВ} MTTR_{\sigma}^{ПВ} + Z_{\max}^{ПВ} (MTTR_{\max}^{ПВ} - MTTR_{\sigma}^{ПВ}) \right] + \left[ \sum_{i=1, i \neq \sigma}^n Z_i (1 - g_{i\sigma}) \right], \quad (5.26)$$

де  $Z_{\sigma}^{ПВ}$ ,  $MTTR_{\sigma}^{ПВ}$  – параметр потоку примусових відключень і середній час обслуговування базового елемента відповідно;  $Z_{\max}^{ПВ}$ ,  $MTTR_{\max}^{ПВ}$  – параметр потоку примусових відключень і середній час обслуговування елемента з максимальним часом обслуговування, відповідно;  $n$  – кількість послідовних елементів у ділянці.

**Приклад 5.3.** Визначити показники надійності ділянки електромережі, схему якої показано на рис. 5.6.

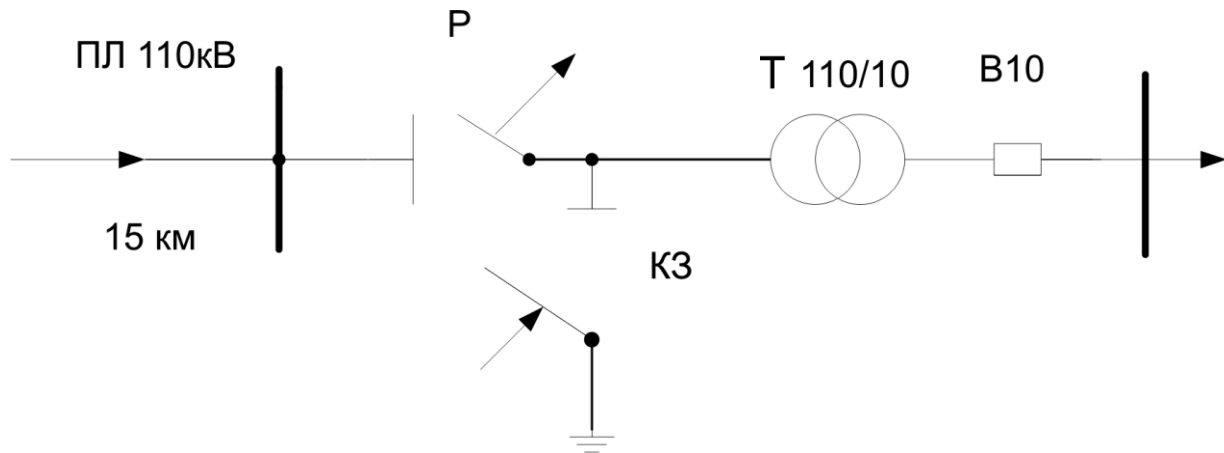


Рис. 5.6. Схема ділянки електричної мережі

*Розв'язання.*

Складемо розрахункову схему ділянки мережі (рис. 5.7). Позначення та показники надійності елементів наведено в табл. 5.3.

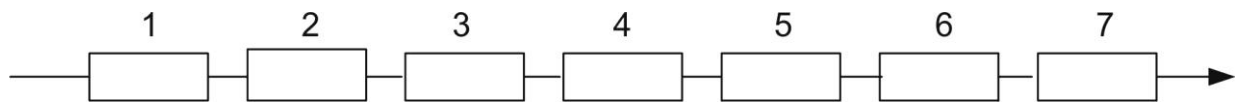


Рис. 5.7. Розрахункова схема ділянки електричної мережі

Таблиця 5.3

**Показники надійності елементів електричної мережі**

Номер елемента	Умовне позначення	$Z_i, 1/\text{рік}$	$MTTR_i, \text{год}$	$Z_i^{\text{ПВ}}, 1/\text{рік}$	$MTTR_i^{\text{ПВ}}, \text{год}$	$g$
1	ПЛ 110	1,2	6	1,5	6,5	1
2	Ш 110	0,001	4	0,1	5	0,6
3	КЗ	0,05	3,5	0,25	4	0,8
4	Р	0,05	3,5	0,25	4	0,8
5	Т 110/10	0,03	25	0,3	10	0,6
6	В 10	0,05	4,5	0,25	4	0,75
7	Ш 10	0,001	3,5	0,12	4	0,75

Визначимо показники надійності схеми без урахування примусових відключень:

$$Z_d = \sum_1^7 Z_i = 1,382 \text{ рік}^{-1};$$

$$MTTR_d = Z_d^{-1} \sum_1^7 Z_i MTTR_i = 6,17 \text{ год.}$$

Для цієї ділянки мережі примусові відключення – залежні події. Базовим елементом обираємо елемент 1 (ПЛ 110 кВ). Тоді з урахуванням ПВ

$$Z_d = Z_1 = \sum_2^7 Z_i (1 - g_i) = 1,8525 \text{ рік}^{-1};$$

$$MTTR_d = Z_d^{-1} \left[ Z_1 MTTR_1 + Z_5 MTTR_5 - MTTR_1 + \sum_2^7 Z_i MTTR_i (1 - g_{i(\sigma)}) \right] = 7 \text{ год.}$$

#### 5.4. Визначення показників надійності об'єктів з урахуванням примусових відключень для паралельно з'єднаних елементів

За паралельного з'єднання елементів у разі простою одного з елементів (неважливо з якої причини) другий елемент не відключається і живлення не порушується. Це справедливо для об'єктів із будь-якою кількістю паралельно з'єднаних елементів. Проте, у процесі функціонування об'єкта, який складається з паралельно з'єднаних елементів, можливий випадок, коли один з елементів простоює, а другий – відмовляє. Тоді об'єкт теж відмовляє.

Параметр потоку відмов з урахуванням можливих примусових відключень для об'єкта, який складається з двох паралельно з'єднаних елементів, визначається трьома складовими:

$$Z_d^{(2)} = Z^0 + Z' + Z'', \quad (5.27)$$

де  $Z^0$  – параметр потоку відмов одного будь-якого з двох паралельно з'єднаних елементів схеми під час простою іншого другого елемента після відмови;  $Z'$  – параметр потоку відмов першого елемента під час простою після примусового відключення другого елемента;  $Z''$  – параметр потоку відмов другого елемента під час простою першого елемента після примусового відключення.

Зі зростанням частоти та тривалості відключень збільшуються значення  $Z'$  та  $Z''$  та знижується надійність системи.

У загальному випадку параметр потоку відмов для ділянки з  $m$  паралельно з'єднаних елементів:

$$Z_{\text{д}}^{(m)} = \left( Z^0 + \sum_{r=1}^m Z_r \right) \cdot 8760^{-1}. \quad (5.28)$$

Параметр потоку відмов об'єкта, що складається з  $m$  відновлюваних паралельно з'єднаних ділянок:

$$Z^0 = \left( \prod_1^m Z_i MTTR_i \right) \cdot \left( \sum_1^m MTTR_i^{-1} \right), \quad (5.29)$$

де  $Z_i$ ,  $MTTR_i$  – параметри потоку відмов та середньої тривалості відновлення  $i$ -го елемента.

Параметр потоку відмов під час примусових відключень ( $r = 1, 2, \dots, m$ ):

$$Z_r = Z_r^{\text{ПВ}} MTTR_r^{\text{ПВ}} \left( \prod_{j=1}^m Z_j MTTR_j \right) \left( \sum_{j=1}^m MTTR_j^{-1} \right). \quad (5.30)$$

У загальному випадку середня тривалість відновлення ділянки, що складається з  $m$  відновлюваних паралельно з'єднаних елементів:

$$MTTR_{\text{д}}^{(m)} = Z_{\text{д}}^{(m)}{}^{-1} \left( Z^0 MTTR^0 + \sum_{r=1}^m Z_r MTTR_r \right). \quad (5.31)$$

Параметри  $MTTR^0$  та  $MTTR_r$  визначають так:

$$MTTR^0 = \left( \sum_1^m MTTR_i^{-1} \right)^{-1}; \quad (5.32)$$

$$MTTR_r = \left( MTTR_r^{\text{ПВ}-1} + \sum_{j=1}^m MTTR_j^{-1} \right)^{-1}, \quad (5.33)$$

де  $r = 1, 2, \dots, m$ .

Отже, параметр потоку відмов і середня тривалість відновлення ділянки, яка складається з двох паралельно з'єднаних елементів, з урахуванням примусових відключень становлять:

$$Z_{\text{д}}^{(2)} = \left[ \begin{array}{l} Z_1 Z_2 (MTTR_1 + MTTR_2) + Z_1^{\text{ПВ}} Z_2 MTTR_2^{\text{ПВ}} + \\ + Z_2 Z_1^{\text{ПВ}} MTTR_1^{\text{ПВ}} \end{array} \right] \cdot 8760^{-1}; \quad (5.34)$$

$$MTTR_{\text{д}}^{(2)} = (Z_{\text{д}}^{(2)})^{-1} (Z^0 MTTR^0 + Z' MTTR' + Z'' MTTR''), \quad (5.35)$$

де  $Z_{\text{д}}^{(2)}$ ,  $MTTR_{\text{д}}^{(2)}$  – відповідно, параметр потоку відмов та середня тривалість відновлення після примусових відключень для ділянки, що складається з двох паралельно з'єднаних елементів;  $Z_1$ ,  $Z_2$  – параметри потоку відмов, відповідно, елементів 1 та 2.

$$MTTR^0 = MTTR_1 MTTR_2 (MTTR_1 + MTTR_2)^{-1}; \quad (5.36)$$

$$MTTR' = MTTR_1 MTTR_2^{\text{ПВ}} (MTTR_1 + MTTR_2^{\text{ПВ}})^{-1}; \quad (5.37)$$

$$MTTR'' = MTTR_2 MTTR_1^{\text{ПВ}} (MTTR_2 + MTTR_1^{\text{ПВ}})^{-1}, \quad (5.38)$$

де  $MTTR_1^{\text{ПВ}}$ ,  $MTTR_2^{\text{ПВ}}$  – середня тривалість відновлення першого та другого елементів після примусових відключень.

Параметр потоку відмов та середній час відновлення ділянки, що складається з трьох паралельно з'єднаних елементів:

$$Z_{\text{д}}^3 = Z^0 + Z' + Z'' + Z'''; \quad (5.39)$$

$$Z^0 = Z_1 MTTR_1 Z_2 MTTR_2 Z_3 MTTR_3 (MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1}) \cdot 8760^{-2}; \quad (5.40)$$

$$Z' = Z_1 MTTR_1^{\text{ПВ}} Z_2 MTTR_2 Z_3 MTTR_3 (MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1}) \cdot 8760^{-2}; \quad (5.41)$$

$$Z'' = Z_2 MTTR_2^{\text{ПВ}} Z_1 MTTR_1 Z_3 MTTR_3 (MTTR_1^{-1} + MTTR_3^{-1}) \cdot 8760^{-2}; \quad (5.42)$$

$$Z''' = Z_3 MTTR_3^{\text{ПВ}} Z_1 MTTR_1 Z_2 MTTR_2 (MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1}) \cdot 8760^{-2}, \quad (5.43)$$

де  $Z^0$  – параметр потоку відмов одного з трьох паралельно з'єднаних елементів схеми під час простою інших елементів після відмови;  $Z'$  – параметр потоку відмов першого елемента під час простою другого або третього елементів після відмови;  $Z''$  – параметр потоку примусових відключень другого елемента під час простою після відмови першого або третього елементів;  $Z'''$  – параметр примусових відключень третього елемента під час простою після відмови першого або другого елементів.

$$MTTR_{\text{д}}^{(3)} = (Z_{\text{д}}^{(3)})^{-1} (Z^0 MTTR^0 + Z' MTTR' + Z'' MTTR'' + Z''' MTTR'''); \quad (5.44)$$

$$MTTR^0 = (MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1})^{-1}; \quad (5.45)$$

$$MTTR' = (MTTR_1^{\text{ПВ}-1} + MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1})^{-1}; \quad (5.46)$$



$$MTTR'' = (MTTR_2^{\text{ПВ}-1} + MTTR_1^{-1} + MTTR_3^{-1})^{-1}; \quad (5.47)$$

$$MTTR''' = (MTTR_3^{\text{ПВ}-1} + MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1})^{-1}, \quad (5.48)$$

де  $MTTR^0$  – середня тривалість відновлення трьох елементів;  $MTTR'$  – середня тривалість примусового відключення першого елемента під час простою другого та третього елементів;  $MTTR''$  – середня тривалість примусового відключення другого елемента під час простою першого та третього елементів;  $MTTR'''$  – середня тривалість примусового відключення третього елемента під час простою першого та другого елементів.

**Приклад 5.4.** Визначити показники надійності схеми (рис. 5.8). Живлення вузла навантаження здійснюється кабельною та повітряною лініями.

*Розв'язання.* Розрахункову схему (рис. 5.9) складаємо з двох паралельно з'єднаних елементів 1 та 2. Показники надійності елементів наведено в табл. 5.4.

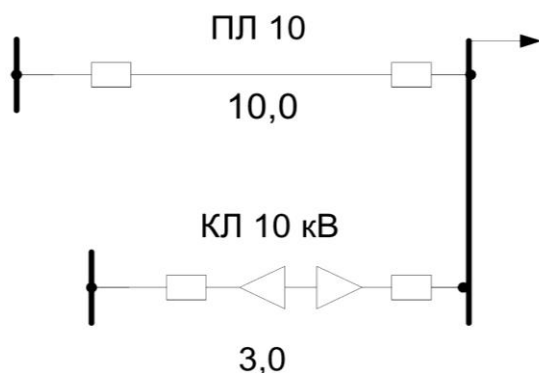


Рис. 5.8. Схема ділянки електричної мережі, що складається з двох паралельних кіл

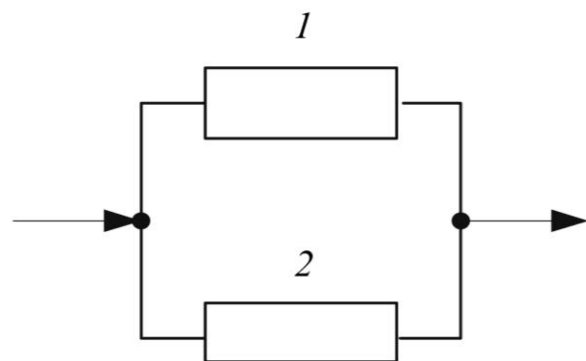


Рис. 5.9. Розрахункова схема ділянки електричної мережі, що складається з двох паралельних кіл

Таблиця 5.4

Показники надійності елементів електричної мережі

Елемент	Умовне позначення	Параметр потоку відмов $Z^0$ , рік <sup>-1</sup>	Середній час відновлення $MTTR$ , год	Частота примусових відключень $Z^{\text{ПВ}}$ , рік <sup>-1</sup>	Середній час обслуговування $MTTR^{\text{ПВ}}$ , год
ПЛ 6–10 кВ, на 1 км	Л10	0,25	10	0,2	8
КЛ 6–10 кВ, на 1 км	К10	0,10	25	0,5	20

$$Z_1 = 0,25 \cdot 10 = 2,5 \text{ рік}^{-1}; Z_1^{\text{ПВ}} = 0,2 \cdot 10 = 2,0 \text{ рік}^{-1}; Z_2 = 0,1 \cdot 3 = 0,3 \text{ рік}^{-1};$$

$$Z_2^{\text{ПВ}} = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ рік}^{-1}; MTTR_2 = 25 \text{ год}; MTTR_2^{\text{ПВ}} = 20 \text{ год};$$

$$MTTR_1 = 10 \text{ год}; MTTR_1^{\text{ПВ}} = 8 \text{ год}.$$

Параметр потоку відмов для ділянки з двох паралельно з'єднаних елементів:

$$Z_d^{(2)} = Z^0 + Z' + Z'' = 3,00 \cdot 10^{-3} + 8,56 \cdot 10^{-3} + 0,56 \cdot 10^{-3} = 12,11 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1};$$

$$MTTR^0 = MTTR_1 MTTR_2 (MTTR_1 + MTTR_2)^{-1} = 10 \cdot 25 (10 + 25)^{-1} = 7,14 \text{ год};$$

$$MTTR' = MTTR_1 MTTR_2^{\text{ПВ}} (MTTR_1 + MTTR_2^{\text{ПВ}})^{-1} = 10 \cdot 20 (10 + 20)^{-1} = 6,67 \text{ год};$$

$$MTTR'' = MTTR_2 MTTR_1^{\text{ПВ}} (MTTR_2 + MTTR_1^{\text{ПВ}})^{-1} = 25 \cdot 8 (25 + 8)^{-1} = 6,06 \text{ год}.$$

Середня тривалість відновлення ділянки, що складається з двох паралельних елементів:

$$MTTR_d^{(2)} = (Z_d^{(2)})^{-1} (Z^0 \cdot MTTR^0 + Z' MTTR' + Z'' MTTR'');$$

$$MTTR_d^{(2)} = 12,11^{-1} (3 \cdot 7,14 + 8,56 \cdot 6,67 + 0,56 \cdot 6,06) = 6,76 \text{ год}.$$

**Приклад 5.5.** Визначити показники надійності схеми рис. 5.10. Показники надійності лінії наведено в табл. 5.4.

*Розв'язання.* Схема заміщення, показана на рис. 5.11, складається з трьох паралельно з'єднаних елементів 1, 2, 3.

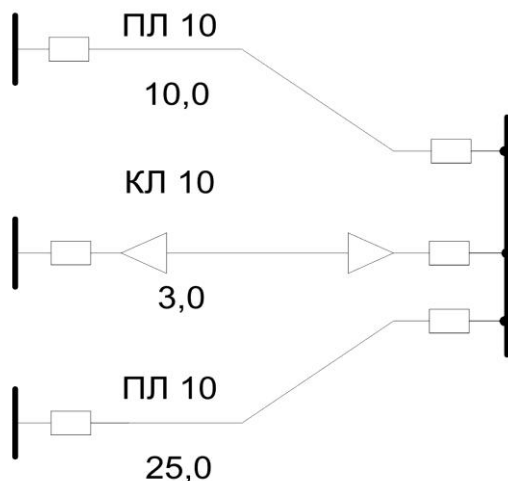


Рис. 5.10. Схема ділянки електричної мережі, що складається з трьох паралельних кіл

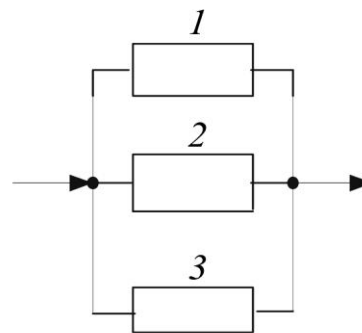


Рис. 5.11. Розрахункова схема ділянки електричної мережі, що складається з трьох паралельних кіл

$$Z_1 = 0,25 \cdot 10 = 2,5 \text{ рік}^{-1}; Z_1^{\text{ПВ}} = 2,0 \text{ рік}^{-1}; Z_2 = 0,1 \cdot 3 = 0,3 \text{ рік}^{-1};$$

$$Z_2^{\text{ПВ}} = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ рік}^{-1}; MTTR_2 = 25 \text{ год}; MTTR_2^{\text{ПВ}} = 20 \text{ год};$$

$$MTTR_1 = 10 \text{ год}; MTTR_1^{\text{ПВ}} = 8 \text{ год};$$

$$Z_3 = 25 \cdot 25 = 6,25 \text{ рік}^{-1}; MTTR_3 = 10 \text{ год}; Z_3^{\text{ПВ}} = 0,2 \cdot 25 = 5 \text{ рік}^{-1};$$

$$MTTR_3^{\text{ПВ}} = 8 \text{ год}.$$

$$Z^0 = Z_1 MTTR_1 Z_2 MTTR_2 Z_3 MTTR_3 (MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1}) \cdot 8760^{-2} = 36,65 \cdot 10^{-6};$$

$$Z' = Z_1 \cdot MTTR_1^{\text{ПВ}} Z_2 MTTR_2 Z_3 MTTR_3 (MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1}) \cdot 8760^{-2} = 13,68 \cdot 10^{-6};$$

$$Z'' = Z_2 MTTR_2^{\text{ПВ}} Z_1 MTTR_1 Z_3 MTTR_3 (MTTR_1^{-1} + MTTR_3^{-1}) \cdot 8760^{-2} = 122,17 \cdot 10^{-6};$$

$$Z''' = Z_3 MTTR_3^{\text{ПВ}} Z_1 MTTR_1 Z_2 MTTR_2 (MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1}) \cdot 8760^{-2} = 13,68 \cdot 10^{-6}.$$

Параметр потоку відмов для схеми, що складається з трьох паралельних ділянок:

$$Z_{\text{д}}^{(3)} = Z^0 + Z' + Z'' + Z''' = 186,19 \cdot 10^{-6} \text{ рік}^{-1};$$

$$MTTR^0 = (MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1})^{-1} = 4,17 \text{ год};$$

$$MTTR' = (MTTR_1^{\text{ПВ}-1} + MTTR_2^{-1} + MTTR_3^{-1})^{-1} = 3,77 \text{ год};$$

$$MTTR'' = (MTTR_2^{\text{ПВ}-1} + MTTR_1^{-1} + MTTR_3^{-1})^{-1} = 4,00 \text{ год};$$

$$MTTR''' = (MTTR_3^{\text{ПВ}-1} + MTTR_1^{-1} + MTTR_2^{-1})^{-1} = 3,77 \text{ год};$$

$$MTTR_{\text{д}}^{(3)} = (Z_{\text{д}}^{(3)})^{-1} (Z^0 MTTR^0 + Z' MTTR' + Z'' MTTR'' + Z''' MTTR''') = 4 \text{ год}.$$

### 5.5. Урахування збігу відмов та планових простоїв

Обчислюючи надійність електроенергетичних систем з урахуванням можливого простою електроустановок через, наприклад, планові ремонти, слід визначати математичне сподівання можливої кількості збігів у часі планового ремонту одного елемента, відмов іншого елемента та середню тривалість їх одночасного простою.

Нехай для двох елементів задано параметр потоку планових ремонтів  $Z_{i1}^{\text{ПВ}}$ ; середню тривалість одного планового ремонту  $MTTR_{i1}^{\text{ПВ}}$ , год; параметр потоку відмов  $Z_{i2}$  та час відновлення  $MTTR_{i2}$ , год.

Математичне сподівання кількості збігів у часі планового ремонту одного елемента з відмовою другого елемента

$$Z_{i1,i2}^{\text{ПВ}} = Z_{i2} \cdot K_{i1}^{\text{ПВ}}, \quad (5.49)$$

де  $K_{i1}^{\text{ПВ}}$  – коефіцієнт планового відключення першого елемента, який визначають за формулою

$$K_{\text{п}} = \frac{\mu T_{\text{п}}}{8760}. \quad (5.50)$$

Середня тривалість одночасного простою обох елементів у разі накладання на плановий ремонт першого елемента відмови другого елемента залежить від співвідношення  $MTTR_{i1}^{\text{ПВ}}$  та  $MTTR_{i2}$ .

Якщо  $MTTR_{i1}^{\text{ПВ}} < MTTR_{i2}$ , то незалежно від моменту відмови другого елемента в межах часу  $MTTR_{i1}^{\text{ПВ}}$  планового ремонту першого елемента одночасний простій закінчується із завершенням планового ремонту (рис. 5.12); у разі рівномірного розподілу відмов у межах  $MTTR_{i1}^{\text{ПВ}}$  середній час одночасного простою дорівнює

$$MTTR_{i2,i1}^{\text{ПВ}} = 0,5 MTTR_{i1}^{\text{ПВ}}. \quad (5.51)$$

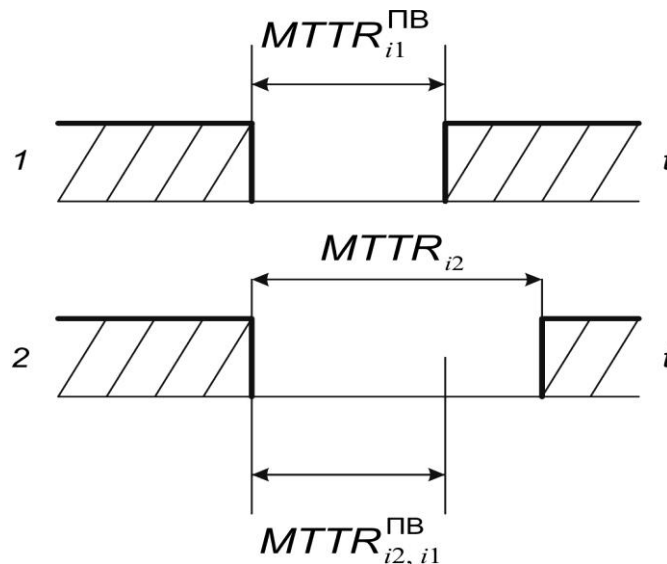


Рис. 5.12. Визначення середнього часу одночасного простою двох елементів у разі накладання відмови одного на плановий ремонт другого елемента

за умови  $MTTR_{i1}^{\text{ПВ}} < MTTR_{i2}$

Якщо  $MTTR_{i1}^{ПВ} \geq MTTR_{i2}$ , то у разі відмов у межах часу  $MTTR_{i1}^{ПВ} - MTTR_{i2}$  від початку планового ремонту тривалість одночасного простою дорівнює часу відновлення другого елемента (рис. 5.13), а у разі відмов у межах останньої частини  $MTTR_{i1}^{ПВ}$  (що дорівнює  $MTTR_{i2}$ ) одночасний простій закінчується із закінченням планового ремонту (рис. 5.14) і його середня тривалість дорівнює  $0,5MTTR_{i2}$ . Ураховуючи ймовірність потрапляння відмови на першу та другу частини часу  $MTTR_{i1}^{ПВ}$ , що дорівнює відповідно  $MTTR_{i1}^{ПВ} - MTTR_{i2} / MTTR_{i1}^{ПВ}$  і  $MTTR_{i2} / MTTR_{i1}^{ПВ}$ , отримуємо середній час одночасного простою:

$$MTTR_{i2,i1}^{ПВ} = MTTR_{i2} \frac{MTTR_{i1}^{ПВ} - MTTR_{i2}}{MTTR_{i1}^{ПВ}} + \frac{MTTR_{i2}}{2} \cdot \frac{MTTR_{i2}}{MTTR_{i1}^{ПВ}} = MTTR_{i2} - \frac{MTTR_{i2}^2}{2MTTR_{i1}^{ПВ}}. \quad (5.52)$$

Якщо  $MTTR_{i2} \ll MTTR_{i1}^{ПВ}$ , то з урахуванням виразу (5.4) отримаємо

$$MTTR_{i2,i1}^{ПВ} = MTTR_{i2}. \quad (5.53)$$

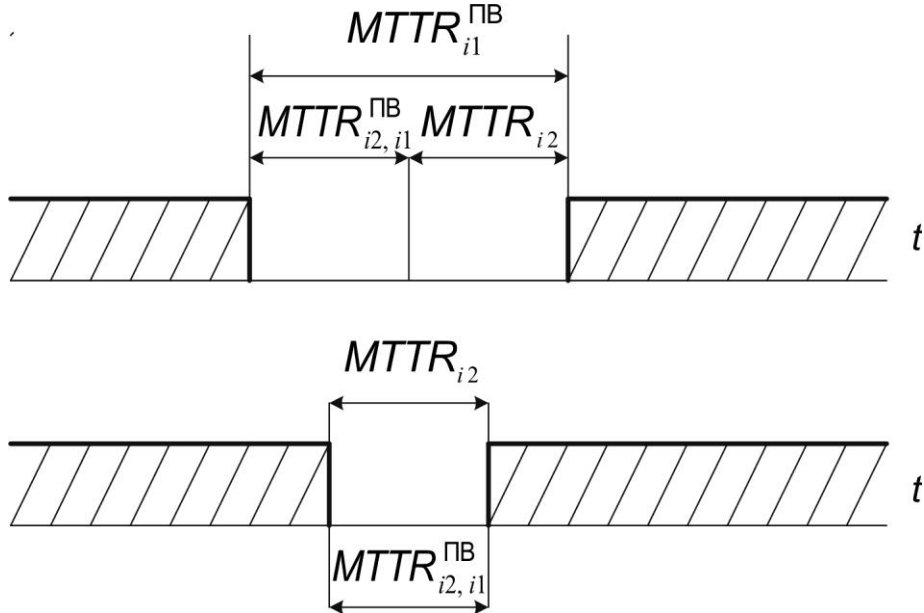


Рис. 5.13. Визначення середнього часу одночасного простою двох елементів у разі накладання відмови одного на плановий ремонт другого елемента за умови  $MTTR_{i1}^{ПВ} \geq MTTR_{i2}$

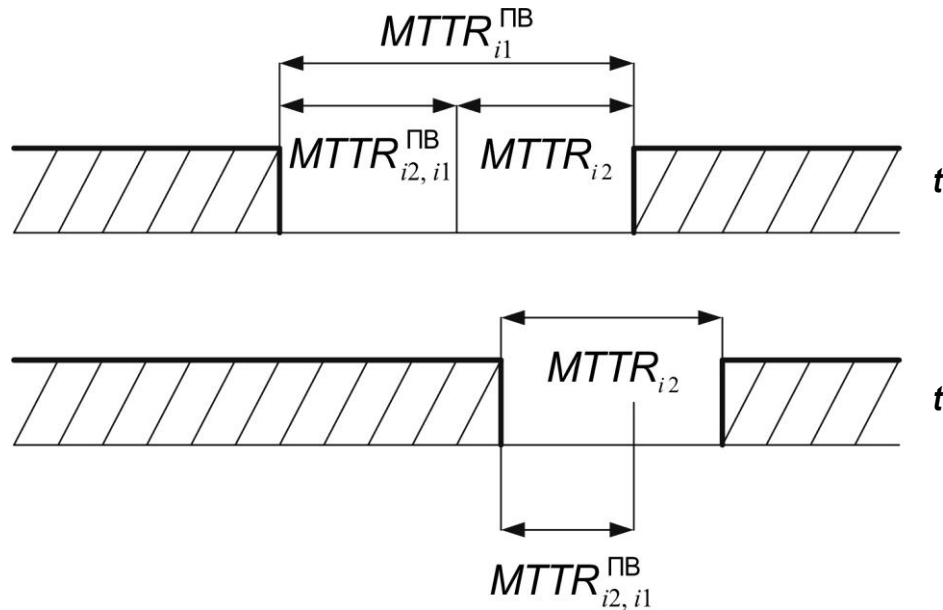


Рис. 5.14. Визначення середнього часу одночасного простою двох елементів у разі накладання відмови одного на плановий ремонт другого елемента за умови, що значення  $MTTR_{i2}$  перебуває в межах останньої частини  $MTTR_{i1}^{ПВ}$

Розрахувавши математичне сподівання кількості накладань на плановий ремонт першого елемента відмов другого елемента та середній час їх одночасного простою, можна визначити коефіцієнт їх одночасного простою:

$$K_{i1, i2}^{ПВ} = \frac{Z_{i1, i2}^{ПВ} MTTR_{i1, i2}^{ПВ}}{8760}. \quad (5.54)$$

Зазначимо, що знайти коефіцієнти одночасного простою першого елемента та примусового простою другого елемента неможливо, оскільки враховується можливе накладання планового ремонту першого елемента на примусовий простій другого елемента, хоча плановий ремонт у цьому разі можна відкласти до закінчення відновлення другого елемента, якщо їх одночасний простій небажаний.

Виконуючи практичні розрахунки надійності, потрібно зважати, що в умовах експлуатації інколи можливе проведення планових ремонтів елементів у періоди, коли мала ймовірність відмов резервованих елементів. Так, наприклад, планові ремонти лінії електропередачі проводять за сприятливих кліматичних умов. Цю обставину можна врахувати введенням у вираз (5.54) поправкового коефіцієнта, меншого за одиницю.

Математичне сподівання кількості накладань відмов другого елемента на плановий ремонт першого елемента, який проводять у періоди з меншою ймовірністю відмов,

$$Z_{i1,i2}^{\text{ПВ}} = k_Z ZK_{i1}^{\text{ПВ}}, \quad (5.55)$$

де  $k_Z$  – коефіцієнт, що враховує зниження параметра потоку відмов під час проведення планового ремонту,  $k_Z < 1$ .

Значення середньої тривалості відновлення та планового ремонту, які отримано на основі даних нормальної експлуатації, не відображають умов збігу відмов і планових ремонтів. Якщо накладання відмов на плановий ремонт призводить до порушення електропостачання, можливе скорочення часу відновлення чи планового ремонту шляхом прийняття тимчасових рішень, підвищення інтенсивності робіт тощо.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Принципову різницю визначення показників надійності об'єктів, які складаються з невідновлюваних резервованих і відновлювальних нерезервованих елементів.
2. Як примусові відключення елементів впливають на надійність об'єктів.
3. В чому полягає різниця між розрахунками надійності з урахуванням примусових відключень послідовно з'єднаних і паралельно з'єднаних елементів.
4. Яким чином урахування збігу відмов і планових простоїв елементів впливає на надійність об'єктів.

### Треба вміти:

1. Дати чітке визначення поняття «примусове відключення».
2. Навести приклади об'єктів, які складаються з невідновлюваних резервованих елементів.
3. Записати та проаналізувати вирази для визначення показників надійності об'єктів з урахуванням примусових відключень для послідовно та паралельно з'єднаних елементів.
4. Визначити особливості урахування примусових відключень для послідовно з'єднаних елементів і паралельно з'єднаних елементів.



**Слід запам'ятати, що:**

1. Примусові відключення утворюють потік подій, які не є випадковими, але якщо надійність визначають за тривалий час, примусові відключення розглядають як потік випадкових подій.
2. Для забезпечення надійності об'єктів, які складаються з невідновлюваних елементів необхідно використовувати резервування.
3. Під час примусових відключень для кіл з послідовно з'єднаних елементів визначається базовий елемент, який зазвичай відключається найчастіше.
4. Примусові відключення взагалі підвищують надійність об'єкта, але на час їх проведення надійність знижується.
5. Середня тривалість відключень залежить від співвідношення тривалості планових ремонтів одних елементів і часу відновлення інших елементів.

**Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Наведіть види резервування.
2. Якими показниками визначається надійність нерезервованих відновлюваних елементів?
3. Як визначають імовірність безвідмовної роботи системи, що складається з невідновлюваних елементів?
4. Як визначають середній наробіток до відмови системи, що складається з невідновлюваних елементів?
5. Як визначають потрібну кратність резервування?
6. Наведіть переваги та недоліки двох способів резервування.
7. Що таке примусові відключення електрообладнання?
8. Якими параметрами надійності характеризують примусові відключення?
9. Що таке коефіцієнт збігу та як його обчислюють?
10. Як розраховують надійність послідовно з'єднаних елементів з урахуванням примусових відключень?
11. Наведіть особливості розрахунку надійності паралельно з'єднаних елементів з урахуванням примусових відключень.
12. Як впливає збіг у часі відмов та планових ремонтів на визначення надійності електрообладнання?

## **РОЗДІЛ 6**

### **АНАЛІЗ, ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ Й ОПТИМІЗАЦІЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

Електроенергію від ЕС до споживачів передають системотвірні, живильні та розподільні мережі. Кожна з цих мереж має своє конкретне функціональне призначення, і тому їх участь у забезпеченні надійності електропостачання споживачів необхідно розглядати за можливості окремо.

Порушення електропостачання споживачів з вини ЕМ настають через непередбачувані зміни схеми та режиму мережі. Режимний чинник важливіший для системотвірних мереж, схемний – для живильних та розподільних мереж.

Системотвірні мережі беруть участь в обміні електроенергією між енергосистемами, ефективність якого залежить від пропускної здатності міжсистемних зв'язків. Пропускна здатність окремих ланок цих мереж впливає на умови видачі потужності електростанціями. Це означає, що системотвірні мережі впливають на баланси потужності ЕЕС і тому надійність їхньої роботи не може розглядатися у відриві від процесу функціонування ЕЕС загалом.

Живильні та розподільні мережі не пов'язані безпосередньо з джерелами електроенергії і всі схемно-режимні зміни в них впливають на роботу тільки споживачів. Тому в разі розгляду питань надійності їхньої роботи режими джерел енергії не враховуються, а основна увага приділяється аналізу структурних властивостей та режимних реалізацій лише самої мережі та навантаження. У цьому розділі розглядається надійність тільки живильних та розподільних мереж.

#### **6.1. Вихідні умови аналізу надійності електричної мережі**

Аварійні та примусові вимикання окремих елементів ЕМ, випадкові збіги відмов, накладання відмов одних елементів на планові простої інших, аварії, що супроводжуються вимиканням трьох і більше елементів, змінюють схему мережі та її режими і можуть призвести до припинення чи обмеження живлення частини споживачів.

У мережі, схему якої зображено на рис. 6.1, споживач  $H_4$  втрачає живлення в усіх випадках аварійних і планових вимикань лінії  $W_5$ , а також під час відмов і планових простоїв будь-якого з її вимикачів та систем шин, до яких ці вимикачі приєднані. Вимикання лінії  $W_2$  може спричинити обмеження в електропостачанні споживача  $H_4$ , якщо пропускна здатність ліній  $W_1$ ,  $W_4$ ,  $W_3$  за струмом або рівень напруги на шинах  $H_4$  виявляться недостатніми для передачі необхідної споживачеві  $H_4$  потужності.

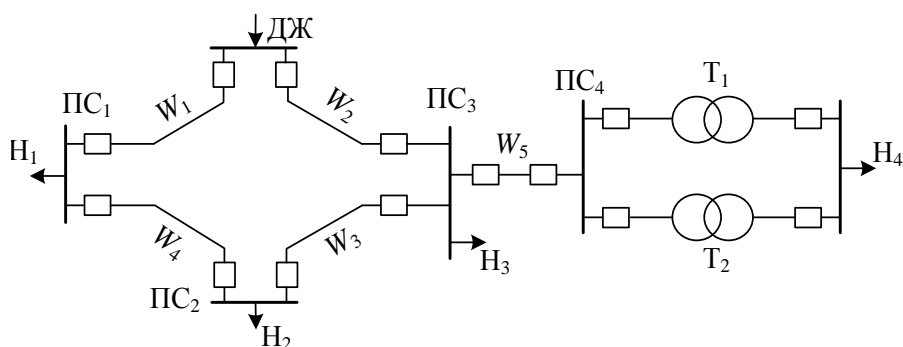


Рис. 6.1. Принципова схема мережі

Збіги простоїв ліній  $W_1$  та  $W_2$ , ліній  $W_1$  та шин  $PC_3$ , ліній  $W_2$  та шин  $PC_1$  призводять до втрати живлення всіх споживачів. Збіги простоїв інших пар елементів ЕМ спричиняють перерву електропостачання лише частини споживачів (табл. 6.1):

Таблиця 6.1

**Збіги простоїв ліній та втрата живлення споживачів**

Збіги простоїв	$W_1 W_3$	$W_1 PC_1$	$W_1 PC_2$	$W_2 W_4$	$T_1 T_2$	$W_2 PC_2$	$W_2 W_3$	$W_2 PC_3$	$W_3 W_4$
Втрата живлення	$H_1 H_2$	$H_1$	$H_1 H_2$	$H_2 H_3 H_4$	$H_4$	$H_2 H_3 H_4$	$H_3 H_4$	$H_3 H_4$	$H_2$

У мережі можуть збігатися простой також трьох і більше елементів.

Якщо виявити всі можливі випадки перерв та обмежень електропостачання споживачів під час простоїв елементів ЕМ, оцінити ймовірність їх виникання, величину недовідпущеної в кожному випадку електроенергії, то можна встановити обсяги недовідпущеної споживачам електроенергії та заподіяні їм збитки за рік чи інший заданий проміжок часу, які є узагальненими показниками надійності мережі.

Надійність електропостачання споживачів і надійність ЕМ, від якої вони живляться, – поняття кількісно та якісно нееквівалентні, бо перерви електропостачання споживачів настають не тільки з вини ЕМ. Тому, розглядаючи надійність роботи конкретної мережі, джерела її живлення слід вважати абсолютно надійними, щоб не деформувати реальних показників надійності досліджуваної мережі за рахунок показників надійності мережі вищого рівня чи ЕЕС.

Для аналізу надійності роботи ЕМ вимагаються докладні відомості про схему мережі та її експлуатаційні режими. Потрібна вичерпна інформація про показники надійності всіх елементів структури мережі та про основні характеристики навантаження стосовно споживання електроенергії та збитків від її недовідпусків. Необхідно також для заданих умов експлуатації мережі чи для її проектного варіанта за принциповою схемою розробити розрахункову схему надійності.

*Розрахункова схема надійності ЕМ* – схема, в якій відображено структуру мережі та задіяно подані відповідними показниками елементи мережі, що підлягають врахуванню згідно з поставленими вимогами.

Елементи схеми мережі в розрахунковій схемі надійності задають показниками надійності та планових простоїв. До показників надійності елементів схеми мережі належать:

$Z_B$  – параметр потоку (середня частота) відмов, 1/рік;

$T_B$  – середній час вимушеного простою (відновлення), годин;

$T$  – середній час роботи між відмовами, годин

$$T = 8760 / Z_B - T_B \approx 8760 / Z_B \text{ годин, або } T = 1 / Z_B - T_B \approx 1 / Z_B \text{ років;} \quad (6.1)$$

$q_B, K_B$  – імовірність (коефіцієнт) вимушеного простою, відн. од.

$$q_B = K_B = T_B / (T + T_B) = Z_B T_B / (Z_B T + Z_B T_B) = Z_B T_B / 8760; \quad (6.2)$$

$K_T$  – коефіцієнт готовності, відн. од.

$$K_T = T / (T + T_B) = 1 - K_B \quad (6.3)$$

Показники планових простоїв елементів мережі аналогічні показникам їх надійності:

$Z_{\Pi}$  – параметр потоку (середня частота) виводів у плановий ремонт, рік<sup>-1</sup>;

$T_{\Pi}$  – середня тривалість планового простою, годин;

$q_{\Pi}, K_{\Pi}$  – імовірність (коефіцієнт) планового простою, відн. од.

$$q_{\pi} = K_{\pi} = Z_{\pi} T_{\pi} / 8760; \quad (6.4)$$

$T_{\text{м.р}}$  – середня тривалість міжремонтного періоду, років

$$T_{\text{м.р}} = 1 / Z_{\pi}. \quad (6.5)$$

Використовують також сумарні показники простоїв:

$q$  – сумарна імовірність простою, відн. од.

$$q = q_{\text{в}} + q_{\pi}; \quad (6.6)$$

$p$  – імовірність робочого стану, відн. од.

$$p = 1 - q. \quad (6.7)$$

Планові ремонти, зменшуючи кількість аварійних вимикань, підвищують надійність електроустановок, а отже, і надійність мережі. Проте в періоди їх проведення послаблюються структурні зв'язки ланок мережі, і надійність схеми знижується. Тому терміни виведення елементів мережі у плановий ремонт вибирають такими, щоб зниження надійності електропостачання, спричинюване вимиканням елемента, було найменшим. Наприклад, капітальний ремонт генераторів проводять у період мінімальних літніх навантажень системи. Повітряні лінії недоцільно виводити в ремонт, коли прогнозується погана погода. У разі відмови елемента мережі заплановане виведення в ремонт резервного відкладають. Враховуючи вплив планових простоїв на надійність електропостачання споживачів, усі ці обставини беруть до уваги.

В електроенергетичних системах не завжди дотримуються запланованих термінів виведення електроустановок у ремонт або планують ремонти з малою завчасністю, що утруднює їх врахування. Після різких погіршень технічного стану електроустановки виводять у позаплановий ремонт. Їх можуть вимикати також з метою оцінювання технічного стану, для ліквідації виявлених під час оглядів несправностей, у разі оперативних перемикачів тощо. Тому загальнішим слід вважати поділ вимикань на аварійні та примусові, а не аварійні та планові. Використовуваний термін «показники планових простоїв» з цієї причини неточний.

В електроенергетичних системах зібрано значний за обсягом статистичний матеріал про пошкоджуваність і свідомі вимикання ЛЕП та устаткування ЕС і ПС. Статистична обробка цього матеріалу дала змогу встановити усереднені значення основних показників надійності та планових простоїв ЛЕП (табл. 6.1), а також електричних апаратів та систем шин (табл. 6.2).

Таблиця 6.1

**Показники надійності та планових простоїв ЛЕП**

Тип лінії	Опори	Кількість кіл лінії		$U_{\text{ном}},$ кВ	Показники				
					$Z_{\text{в}},$ рік <sup>-1</sup>	$T_{\text{в}},$ годин	$Z_{\text{п}},$ рік <sup>-1</sup>	$T_{\text{п}},$ годин	
Повітряні	—	Одноколові		6–10	7,62	5,0	0,17	—	
	Металеві	Одноколові		35	0,9	9,0	2,1	16,0	
				110	1,28	8,8	2,1	14,5	
				220	0,5	14,3	2,8	17,0	
				330	0,55	10,8	3,0	21,0	
		Двоколові	Вимкнено одне коло	35	1,06	6,0	4,0	13,0	
				110	1,68	6,9	3,8	14,8	
				220	0,63	11,2	3,3	17,4	
				330	0,9	9,4	7,3	15,0	
			Вимкнено два кола	35	0,22	8,0	0,3	9,0	
				110	0,17	10,3	0,4	19,0	
				220	0,04	14,9	0,5	24,0	
				330	0,09	4,9	0,3	14,1	
	Залізобетонні	Одноколові		35	0,72	10,0	1,2	15,0	
				110	0,66	11,0	1,6	15,5	
				220	0,36	9,3	1,8	24,0	
				330	0,3	15,3	2,9	20,0	
		Двоколові	Вимкнено одне коло	35	0,81	9,5	1,3	14,0	
				110	1,01	8,4	2,4	12,0	
				220	0,47	8,6	1,1	17,0	
				330	—	—	—	—	
			Вимкнено два кола	35	0,05	12,4	0,15	13,0	
				110	0,13	14,8	0,4	13,0	
				220	0,03	7,6	0,3	9,4	
				330	—	—	—	—	
		Дерев'яні	—		35	1,46	13,0	2,5	16,0
					110	1,44	10,2	3,6	14,0
					220	0,57	10,6	5,4	17,9
Кабельні		—	—		6-15	7,5	16,0	1,0	2,0
	20-35				3,2	16,0	1,0	2,0	

Примітка:  $Z_{\text{в}}$  – на 100 км.

Таблиця 6.2

**Показники надійності та планових простоїв  
електричних апаратів і систем шин**

Апарат	Характеристика	$U_{\text{ном}},$ кВ	Показники			
			$Z_{\text{в}},$ рік <sup>-1</sup>	$T_{\text{в}},$ годин	$Z_{\text{п}},$ рік <sup>-1</sup>	$T_{\text{п}},$ годин
Трансформатори	10-80 МВА	6-35	0,012	70	0,75	26
		110	0,014	70	0,75	28
		220	0,035	60	0,75	28
	Понад 80 МВА	110	0,075	95	1,0	30
		220	0,025	60	1,0	30
		330	0,053	45	1,0	30
Вимикачі	Маломасляні	10	0,009	20	0,14	10
		35	0,02	25	0,14	9
		110	0,06	20	0,14	30
	Олійні бакові	35	0,01	30	0,14	12
		110	0,016	40	0,14	23
		220	0,055	50	0,14	43
	Повітряні	35	0,02	40	0,2	29
		110	0,02	20	0,2	45
		220	0,02	25	0,2	98
		330	0,03	60	0,2	113
Роз'єднувачі		6-35	0,01	7	0,166	6
		110	0,01	11	0,166	8
		220	0,01	7	0,166	13
		330	0,01	10	0,166	18
Відокремлювачі	—	35	0,015	3	0,33	7
		110	0,01	3,5	0,33	10
		220	0,01	3	0,33	16
Короткозамикачі	—	35	0,01	4	0,33	8
		110	0,01	6	0,33	6
		220	0,01	6	0,33	8
Шини	—	6-35	0,03	7	0,166	5
		110	0,016	5	0,166	4
		220	0,013	5	0,166	3
		330	0,013	5	0,166	3



Показники надійності та планових простоїв ЛЕП у табл. 6.1 диференційовано за типом лінії, матеріалом опор, виконанням і номінальною напругою. Частота відмов лінії залежить від її довжини. У табл. 6.1 значення показника  $Z_{\text{в}}$  зведено до довжини 100 км. Значення  $Z_{\text{в}}$  для лінії заданої довжини  $l$  обчислюється за формулою

$$Z_{\text{в}} = Z_{\text{в. табл}} l/100. \quad (6.8)$$

Певною мірою від довжини лінії залежить і частота планових простоїв. У табл. 6.1 значення показника  $Z_{\text{п}}$  зведене до усередненої в цьому класі напруги довжини лінії. Тому для більшості випадків приймається табличне значення  $Z_{\text{п}}$ , а для дуже коротких і дуже довгих ліній вносять поправки.

У значеннях показників  $Z_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$  для ЛЕП враховано всі види примусових вимикань ліній. Для трансформаторів і автотрансформаторів (табл. 6.2) показники планових простоїв  $Z_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$  враховують тільки поточні ремонти, оскільки під час капітальних ремонтів трансформатори замінюють на резервні. Для решти апаратів і для шин враховано тільки капітальні ремонти. Для систем шин показник  $T_{\text{в}}$  наведено на одну секцію, а решта показників – на одну комірку.

Для проведення розрахунків надійності схеми ЕМ достатньо двох пар основних показників надійності та планових простоїв елементів, оскільки решта показників виражають через основні. У різних методах аналізу використовуються такі пари основних показників:  $Z_{\text{в}}$ ,  $T_{\text{в}}$ ;  $Z_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$ ;  $Z_{\text{в}}$ ,  $q_{\text{в}}$ ;  $Z_{\text{п}}$ ,  $q_{\text{п}}$ ;  $q_{\text{в}}$ ,  $T_{\text{в}}$ ;  $q_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$ .

У разі наявності в схемі мережі елементів із залежними відмовами їх імовірність вимушеного простою, розраховану за табличними даними, збільшують на величину ймовірності залежного простою. Для  $i$ -го елемента мережі вона дорівнює

$$q_{\text{зи}} = T_{\text{опi}} / 8760 \sum_j Z_{\text{вj}} K_{ji}, \quad (6.9)$$

де  $Z_{\text{вj}}$  – параметр потоку відмов  $j$ -го елемента, відмова якого призводить до зміни ймовірності відмови  $i$ -го елемента;  $K_{ji}$  – коефіцієнт зв'язку між відмовами  $j$ -го та  $i$ -го елементів, встановлений за статистичними даними про відмови або розрахунковим способом;  $T_{\text{опi}}$  – середня тривалість оперативних перемикачів  $i$ -го елемента, які дають змогу ввести його в роботу після залежної відмови.

**Приклад 6.1.** Для фрагмента електричної мережі, принципову схему якого наведено на рис. 6.2, а, визначити ймовірності вимушених простоїв елементів 1, 2, 3 розрахункової схеми, зображеної на рис. 6.2, б. Врахувати показники надійності тільки ЛЕП, виконаних на залізобетонних опорах.

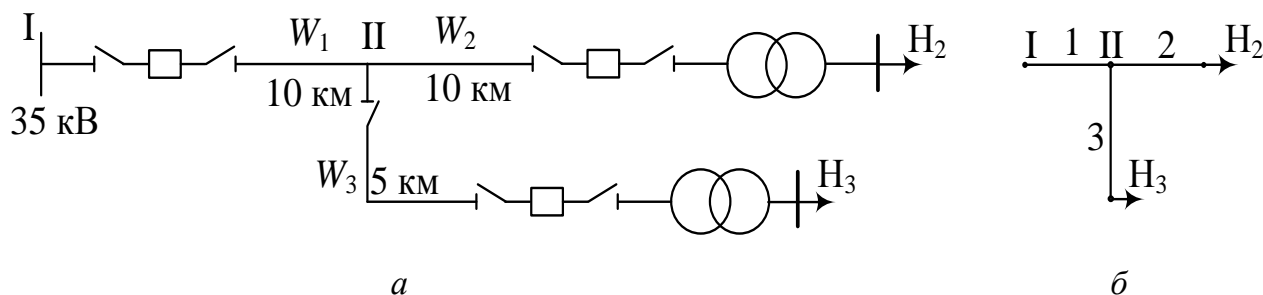


Рис. 6.2. Принципова (а) та розрахункова (б) схеми фрагмента електричної мережі

*Розв'язання.* За даними табл. 6.1 і формулами (6.2), (6.8) обчислюємо ймовірності вимушених простоїв ділянок ліній  $W_1$ ,  $W_2$ ,  $W_3$  без урахування взаємозалежності їхніх відмов

$$q_{B_1} = \frac{Z_{\text{в.табл}} T_{B_1}}{8760} \cdot \frac{l_1}{100} = \frac{0,72 \cdot 10}{8760} \cdot \frac{10}{100} = 8,2 \cdot 10^{-5};$$

$$q_{B_2} = 8,2 \cdot 10^{-5}; \quad q_{B_3} = 4,1 \cdot 10^{-5}.$$

Отримані значення ймовірностей вимушеного простою разом з розрахунковою схемою рис. 6.3 не відображають реальних умов роботи мережі. Фактично вимикання ліній взаємозв'язані. У разі пошкодження лінії  $W_3$  вимикається вимикач шин I і знеструмлює також лінії  $W_1$  та  $W_2$ . Виїзна оперативна бригада через час  $T_{\text{оп}} \approx 1,0$  годин вимикає роз'єднувач лінії  $W_3$  і відновлює живлення непошкоджених ліній. У разі пошкодження лінії  $W_2$  до завершення відновлювальних робіт залишаються вимкнутими лінії  $W_3$  та  $W_1$ . Отже, відмови ліній  $W_2$  та  $W_3$  є залежними. Коефіцієнт залежності  $K_{23}=K_{32}=1,0$ , а ймовірності вимушених простоїв елементів 1, 2, 3 розрахункової схеми рис. 6.3 набувають значень:

$$q_1 = q_{B_1} = 8,2 \cdot 10^{-5};$$

$$q_2 = q_{B_2} + T_{\text{оп}} Z_{B_3} K_{32} / 8760 = 8,61 \cdot 10^{-5};$$

$$q_3 = q_{B_3} + T_{B_2} Z_{B_2} K_{23} / 8760 = 12,3 \cdot 10^{-5}.$$

Обчисленими ймовірностями та розрахунковою схемою тепер враховано, що споживач  $H_2$  знеструмлюється на час аварійного ремонту ліній  $W_2$ ,  $W_1$  і на час оперативного вимикання лінії  $W_3$ , а споживач  $H_3$  знеструмлюється на час аварійного ремонту кожної з трьох ліній.

Вплив відмов засобів релейного захисту та лінійної автоматики на надійність мережі можна враховувати шляхом зміни показників надійності комутаційних апаратів. Імовірність вимушеного простою вимикача та відділювача слід збільшувати на величину ймовірності відмови відповідного пристрою РЗА (див. приклад 6.3). Можна також у розрахункову схему додатково вводити фіктивний елемент, показники надійності якого визначаються показниками надійності пристрою РЗА.

Розрахункова схема надійності мережі містить ділянки та вузли. Ділянки утворюють ЛЕП, двообмоткові трансформатори, комутаційні апарати тощо. Вузли утворюють збірні шини ПС, триобмоткові трансформатори й автотрансформатори, окремі приєднання до шин, відгалуження ЛЕП. Такі вузли враховують, якщо показники надійності вказаних елементів мережі не вдається рознести по суміжних до вузла ділянках. Відмови вузлів, як і ділянок, можуть бути незалежними або залежними.

Споживачі та вузли навантаження залежно від тривалості періоду часу, на якому визначається надійність роботи мережі, задають добовими графіками навантаження, середньою потужністю споживання, річними графіками навантаження за його тривалістю або значеннями максимуму потужності  $P_{max}$  та часу  $T_{max}$  його використання.

Вхідні дані для розрахунку надійності ЕМ готують у формі, якої вимагає вибраний метод аналізу. Існує значна кількість методів аналізу надійності схем ЕМ, які можна поділяти за використанням математичним апаратом на методи аналітичні та методи статистичного моделювання, а за підходом до відтворення властивостей об'єкта – на методи, в яких аналізують випадкові стани та методи, в яких аналізують випадковий процес його функціонування. Методи відрізняються точністю, особливостями програмної реалізації, трудомісткістю обчислень тощо. Детальний аналіз практично використовуваних методів аналізу надійності схем ЕМ виконано в роботі [31]. В інженерній практиці під час проектування та експлуатації ЕМ найчастіше використовують структурні аналітичні методи аналізу надійності.

## 6.2. Аналіз структурної надійності простих схем електричних мереж

Аналіз надійності простих схем ЕМ зручно виконувати універсальним методом структурних схем (блок-схем), описаним у роботі [30].

У методі структурних схем аналізують надійність електропостачання кожного споживача (вузла навантаження) індивідуально. Тут для кожного споживача розглядають окрему розрахункову схему надійності, де враховують тільки ті елементи мережі, які зв'язують цього споживача з джерелами живлення. Самі джерела вважають абсолютно надійними, потужність їх необмежена, їх зосереджують в одному вузлі. Лінії, трансформатори, вимикачі, шини або їх сукупності заміщають умовними блоками і задають показниками  $Z_{\text{в}}$ ,  $T_{\text{в}}$ ,  $Z_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$ . Враховують елементи, що формують і ділянки, і вузли схеми мережі.

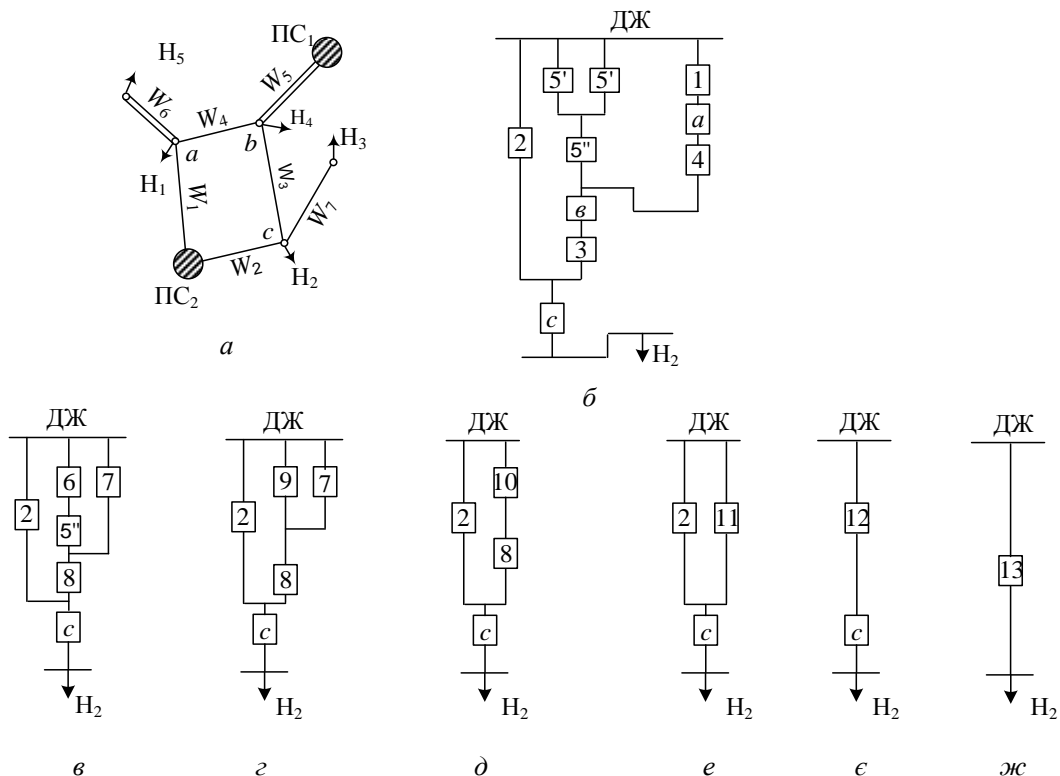


Рис. 6.3. Складання та етапи перетворення розрахункової схеми надійності

Для споживача H<sub>2</sub> у схемі мережі рис. 6.3, а розрахункова схема надійності має вигляд, як на рис. 6.3, б. Одноколові лінії заміщено блоками, номери яких відповідають номерам ліній, і задані показниками  $Z_{\text{в}}$ ,  $T_{\text{в}}$ ,  $Z_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$ , взятими з табл. 6.1.

Двоколові лінії  $W_5$  заміщено трьома блоками. Блоки  $5'$  враховують вимикання одного кола і задаються показниками  $Z''_b, T''_b, Z''_n, T''_n$ , взятими з табл. 6.1 у графі «Вимкнено одне коло». Блок  $5''$  враховує вимикання двох кіл і задається показниками  $Z''_b, T''_b, Z''_n, T''_n$ , взятими з табл. 6.1 у графі «Вимкнено два кола». Вузли  $a, b, c$  заміщено відповідно пронумерованими блоками. Вони враховують збірні шини розподільних установок та зв'язані з ними комутаційні апарати. Їх показники  $Z_b, T_b, Z_n, T_n$  розраховують за даними табл. 6.2 (див. приклад 6.3).

Суть методу полягає у поступовому спрощенні розрахункової схеми шляхом еквівалентування послідовно і паралельно сполучених блоків, як на рис. 6.3, *в, г, д, е, є, ж*, а також на основі використання інших перетворень, що зводять складну структуру до паралельно-послідовної. Обчислюють показники надійності еквівалентних блоків за певними розглянутими нижче правилами. Процес перетворень доводиться до результуючого еквівалентного блока, показники надійності якого  $Z_{bi}, T_{bi}, Z_{pi}, T_{pi}$  є показниками надійності електропостачання  $i$ -го споживача, для якого складалася розрахункова схема.

Прості схеми ЕМ розглядають переважно на стадії проектування розвитку ЕЕС, оскільки тоді аналізується надійність окремих фрагментів мережі. Під час проектування визначають показники надійності ЕМ за річний період часу. Середньорічні збитки під час перерв електропостачання  $i$ -го споживача розраховують за формулою

$$\begin{aligned} H_i &= H_{0i} W_{ni} = H_{0i} t_{\Sigma i} P_{\max i} T_{\max i} / 8760 = \\ &= H_{0i} Z_{bi} T_{bi} + Z_{pi} T_{pi} P_{\max i} T_{\max i} / 8760 = \\ &= H_{0i} (q_{bi} + q_{pi}) P_{\max i} T_{\max i}, \end{aligned} \quad (6.10)$$

де  $H_{0i}$  – питомі збитки, грн./(кВт·год), під час перерв живлення  $i$ -го споживача;  $W_{ni}$  – недовідпущена  $i$ -му споживачеві протягом року електроенергія;  $t_{\Sigma i}$  – сумарний час перерв електропостачання  $i$ -го споживача;  $P_{\max i}, T_{\max i}$  – максимальне навантаження і час його використання;  $q_{bi}, q_{pi}$  – імовірності вимушених і планових перерв електропостачання.

Показники надійності мережі з  $n$  споживачами отримують шляхом підсумовування показників усіх споживачів

$$\begin{aligned} W_n &= \sum_{i=1}^n W_{ni} = \sum_{i=1}^n (q_{bi} + q_{pi}) P_{\max i} T_{\max i}; \\ H &= \sum_{i=1}^n H_i = \sum_{i=1}^n H_{0i} W_{ni}. \end{aligned} \quad (6.11)$$

Розглянута методика вимагає деталізації щодо еквівалентування послідовно та паралельно сполучених блоків і зведення складних структур до паралельно-послідовних.

**Послідовне сполучення.** Параметр потоку відмов блока, еквівалентного  $n$  послідовно сполученим блокам, розраховують за формулою

$$Z_{\text{в.е}} = \sum_{i=1}^n Z_{\text{в}i}, \quad (6.12)$$

яка відображає основну властивість послідовного сполучення – відмова ланки з  $n$  елементів настає в разі кожної відмови будь-якого з елементів.

Імовірність (коефіцієнт) вимушеного простою блока, еквівалентного  $n$  послідовно сполученим блокам, розраховують за теоремою додавання ймовірностей, нехтуючи малоїмовірними суміщеннями вимувених простоїв елементів

$$q_{\text{в.е}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{в}i} = \sum_{i=1}^n Z_{\text{в}i} T_{\text{в}i} / 8760. \quad (6.13)$$

Середній час вимушеного простою еквівалентного блока

$$T_{\text{в.е}} = 8760 q_{\text{в.е}} / Z_{\text{в.е}} = 1 / Z_{\text{в.е}} \sum_{i=1}^n Z_{\text{в}i} T_{\text{в}i}. \quad (6.14)$$

Якщо в розрахунковій схемі надійності блоки сполучені послідовно, а відповідні елементи у принциповій схемі мережі – непослідовно (наприклад, блоки 1,  $a$ , 4 у схемі рис. 6.3, *б*), то показники планових простоїв еквівалентного блока обчислюють за формулами, аналогічними формулам для показників вимувених простоїв

$$Z_{\text{п.е}} = \sum_{i=1}^n Z_{\text{п}i}; \quad q_{\text{п.е}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{п}i}; \quad T_{\text{п.е}} = 1 / Z_{\text{п.е}} \sum_{i=1}^n Z_{\text{п}i} T_{\text{п}i}. \quad (6.15)$$

Якщо блоки в розрахунковій схемі та відповідні елементи у принциповій схемі сполучені послідовно (наприклад, блочна схема «генератор–вимикач–трансформатор»), то внаслідок суміщення планових ремонтів показники планових простоїв еквівалентного блока визначають так.

Вважають, що параметр потоку (частота) планових простоїв  $Z_{\text{п.е}}$  дорівнює параметру потоку (частоті) планових простоїв того елемента, для якого вона найбільша

$$Z_{\text{п.е}} = Z_{\text{п.маx}}. \quad (6.16)$$

Час планового простою  $T_{п.е}$  розраховують за формулою

$$T_{п.е} = \sum_{i=1}^{n-m} Z_{пi} - Z_{пi-1} T_{пi} / Z_{п.е}, \quad (6.17)$$

де  $n$  – загальна кількість послідовно сполучених елементів;  $m$  – кількість складових, для яких виконується умова  $Z_{пi} - Z_{пi-1} \leq 0$  і які під час підсумовування не враховують.

Перед обчисленням значення  $T_{п.е}$  елементи необхідно впорядкувати за ознакою зменшення параметра  $T_{пi}$ . Для  $i = 1$  значення  $Z_{пi-1} = 0$ . Формула (6.17) визначає усереднений час планового простою, враховуючи той факт, що в різні періоди ремонтують різну кількість послідовних елементів внаслідок різної частоти їхніх ремонтів.

**Паралельне сполучення.** Еквівалентують ланку з двох паралельних елементів. Якщо їх більше двох, то застосовують почергове еквівалентування. Відмова ланки з двох паралельних елементів  $i$  та  $j$  настає в разі накладання відмов  $i$ -го елемента на вимушені та планові простої  $j$ -го і навпаки. Тому

$$Z_{в.е} = Z_{вi} q_{вj} + K_Z q_{пj} + Z_{вj} q_{вi} + K_Z q_{пi}; \quad (6.18)$$

$$q_{в.е} = q_{вi, вj} + q_{вi, пj} + q_{вj, пі}, \quad (6.19)$$

де  $K_Z < 1$  – коефіцієнт, що враховує зниження частоти накладань відмов на планові ремонти, оскільки ремонти проводять у періоди зниженої інтенсивності відмов (приймають  $K_Z = 0,5$ );  $q_{вi, вj}$  – імовірність одночасного простою елементів, яка враховує накладання відмов  $i$ -го елемента на вимушені простої  $j$ -го і навпаки;  $q_{вi, пj}$  – імовірність одночасного простою елементів, яка враховує накладання відмов  $i$ -го елемента на планові простої  $j$ -го ( $q_{вj, пі}$  – навпаки).

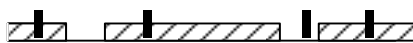


Рис. 6.4. Визначення частоти збігу відмов двох елементів

Формулу для обчислення  $Z_{в.е}$  можна пояснити, аналізуючи рис. 6.4. Тут товсті вертикальні риси – це моменти відмов  $i$ -го елемента, а заштриховані і незаштриховані області – відповідно періоди роботи та простою  $j$ -го елемента. Частота накладань відмов  $i$ -го елемента на вимушені та планові простої  $j$ -го визначається значенням  $Z_{вi}$  та відношенням сумарної ширини незаштригованих областей до загального часу експлуатації (тобто до загальної ширини).



Ці відношення, згідно з формулами (6.2) і (6.4), є сумою ймовірностей  $q_{vj}$  та  $q_{pj}$ , як і враховано у формулі (6.18).

Імовірність  $q_{vi, vj}$  визначається за теоремою множення ймовірностей

$$q_{vi, vj} = q_{vi} \cdot q_{vj}. \quad (6.20)$$

Для визначення ймовірності  $q_{vi, pj}$  скористатися теоремою множення ймовірностей не можна, оскільки добуток  $q_{vi} \cdot q_{pj}$  враховує не тільки накладання відмов  $i$ -го елемента на планові простої  $j$ -го, але й накладання планових ремонтів  $j$ -го на аварійні ремонти  $i$ -го елемента, чого в експлуатації не допускають. Імовірність  $q_{vi, pj}$  можна визначити, за значенням часу спільного простою  $T_{vi, pj}$  як

$$q_{vi, pj} = Z_{vi, pj} \cdot T_{vi, pj} / 8760 = Z_{vi} \cdot q_{pj} \cdot K_Z \cdot T_{vi, pj} / 8760. \quad (6.21)$$

Середня тривалість  $T_{vi, pj}$  одночасного простою елементів  $i$  та  $j$  під час накладання відмови елемента  $i$  на плановий ремонт елемента  $j$  залежить від співвідношення  $T_{vi}$  та  $T_{pj}$ .

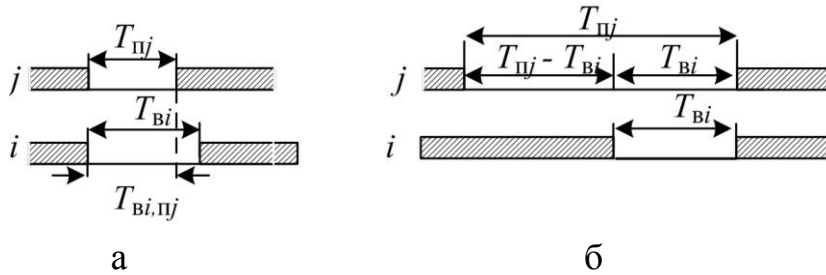


Рис. 6.5. Визначення часу спільного простою двох елементів

Якщо  $T_{vi} \geq T_{pj}$ , то незалежно від моменту відмови  $i$ -го елемента в межах часу  $T_{pj}$  час спільного простою закінчується разом із завершенням планового ремонту (рис. 6.5, а). У разі рівномірного розподілу відмов у межах часу  $T_{pj}$  середній час одночасного простою дорівнює

$$T_{vi, pj} = 0,5T_{pj}. \quad (6.22)$$

Якщо  $T_{vi} < T_{pj}$ , то в межах часу  $T_{pj}$  виділяються два проміжки  $T_{pj} - T_{vi}$  та  $T_{vi}$  (рис. 6.5, б). Для відмов у межах часу  $T_{pj} - T_{vi}$  тривалість одночасного простою дорівнює  $T_{vi}$ , а для відмов у межах часу  $T_{vi}$  середня тривалість одночасного простою дорівнює  $0,5T_{vi}$ . Враховуючи ймовірності потрапляння відмови на перший і другий відрізки часу  $T_{pj}$ , які відповідно дорівнюють  $(T_{pj} - T_{vi})/T_{pj}$  та  $T_{vi}/T_{pj}$ , і використовуючи формулу математичного сподівання випадкової величини, отримуємо

$$T_{vi, pj} = T_{vi} - 0,5T_{vi}^2 / T_{pj}. \quad (6.23)$$

Тепер для показників  $q_{в.е}$  і  $T_{в.е}$  розрахункові формули набувають вигляду

$$q_{в.е} = q_{вi} \cdot q_{вj} + K_Z (Z_{вi} \cdot q_{пj} \cdot T_{вi,пj} + Z_{вj} \cdot q_{пi} \cdot T_{вj,пi}) / 8760; 0 \quad (6.24)$$

$$T_{в.е} = (8760 \cdot q_{вi} \cdot q_{вj} + K_Z (Z_{вi} \cdot q_{пj} \cdot T_{вi,пj} + Z_{вj} \cdot q_{пi} \cdot T_{вj,пi})) / Z_{в.е}. \quad (6.25)$$

Під час перетворень паралельних елементів показники  $Z_{п.е}$ ,  $T_{п.е}$  втрачаються.

**Розклад схеми за базовим елементом (метод декомпозиції).** У разі наявності в мережі замкнутих контурів, що не прилягають до джерел живлення, розрахункові схеми надійності можуть мати непаралельно-послідовну структуру (рис. 6.6).

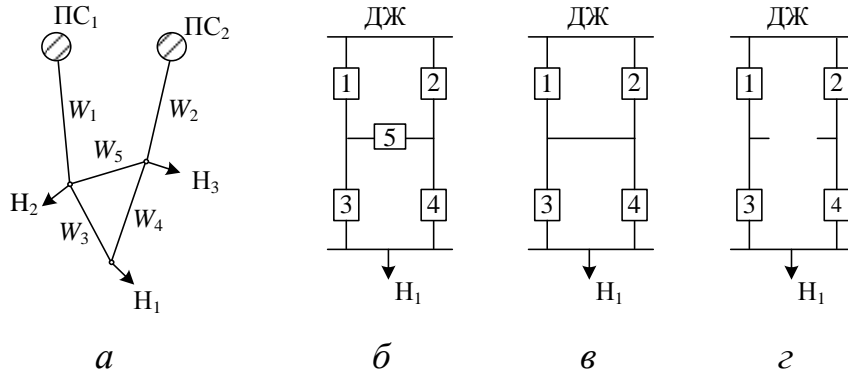


Рис. 6.6. Схема мережі непаралельно-послідовної структури

У схемі вибирають базовий елемент так, щоб у разі його закорочення (рис. 6.6, в) та розмикання (рис. 6.6, г) структура розрахункової схеми перетворилася на паралельно-послідовну. Для цих двох схем за формулами послідовного та паралельного еквівалентування розраховують імовірності простою об'єкта відповідно  $q_k$  (закорочений базовий елемент) та  $q_p$  (розімкнутий базовий елемент). Цим схемам відповідають два стани базового елемента: робочий (імовірність стану  $1 - q_{в.б} - q_{п.б}$ ) і неробочий (імовірність стану  $q_{в.б} + q_{п.б}$ ). Розглядаючи їх як гіпотези, за формулою повної ймовірності отримують

$$q_{в.е} = q_k (1 - q_{в.б} - q_{п.б}) + q_p (q_{в.б} + q_{п.б}). \quad (6.26)$$

Параметр потоку (частоту) перерв електропостачання споживача можна визначити за формулою математичного сподівання

$$Z_{в.е} = Z_k (1 - q_{в.б} - q_{п.б}) + Z_p (q_{в.б} + q_{п.б}). \quad (6.27)$$

У загальному випадку

$$q_k = q_{в.к} + q_{п.к}; \quad Z_k = Z_{в.к} + Z_{п.к}; \quad q_p = q_{в.р} + q_{п.р}; \quad Z_p = Z_{в.р} + Z_{п.р}. \quad (6.28)$$

Тобто умовні ймовірності та параметри потоку (частоти) перерв електропостачання можуть мати вимушену і планову складові.

**Приклад 6.2.** Розрахувати показники надійності електропостачання споживача  $H_3$ , що живиться від мережі напругою 220 кВ (рис. 6.7, а). Врахувати тільки лінії. Опори залізобетонні. Довжини ліній:  $l_1 = l_2 = l_3 = l_4 = l_5 = l_8 = l_9 = 50$  км;  $l_6 = l_7 = 100$  км.

*Розв'язання.* За даними табл. 6.1 та формулою (6.8) для блоків розрахункової схеми рис. 6.7, б встановлено такі значення показників надійності та планових ремонтів:

Блок-схеми	1'	1''	2	3	5	6	7	8
$Z_B, \text{рік}^{-1}$	0,235	0,015	0,18	0,18	0,18	0,36	0,36	0,18
$T_B, \text{годин}$	8,6	7,6	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
$Z_{\Pi}, \text{рік}^{-1}$	1,1	0,3	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
$T_{\Pi}, \text{годин}$	17	9,4	24	24	24	24	24	24

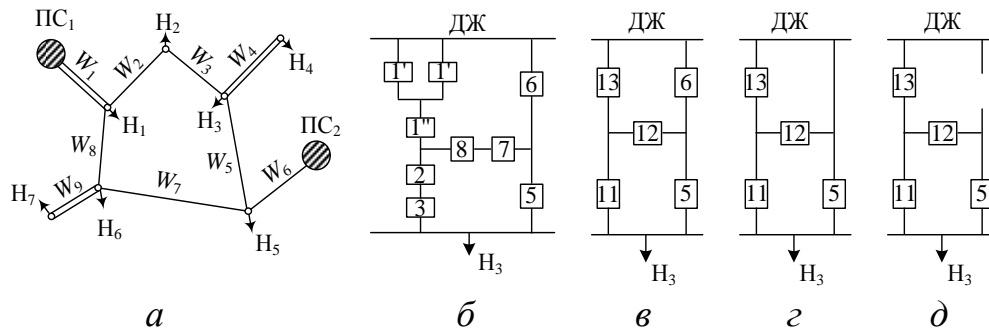


Рис. 6.7. Схема мережі (а), розрахункова схема надійності (б) та її перетворення (в, г, д)

На першому етапі перетворень розрахункова схема зведена до вигляду рис. 6.7, в. Показники блоків 11 і 12 розраховано за формулами послідовного сполучення

$$Z_{B_{11}} = Z_{B_2} + Z_{B_3} = 0,36 \text{ рік}^{-1}; \quad Z_{B_{12}} = Z_{B_7} + Z_{B_8} = 0,54 \text{ рік}^{-1};$$

$$q_{B_{11}} = \frac{Z_{B_2} T_{B_2} + Z_{B_3} T_{B_3}}{8760} = 3,82 \cdot 10^{-4};$$

$$q_{B_{12}} = \frac{Z_{B_7} T_{B_7} + Z_{B_8} T_{B_8}}{8760} = 5,73 \cdot 10^{-4};$$

$$Z_{\Pi_{11}} = Z_{\Pi_2} + Z_{\Pi_3} = 3,6 \text{ рік}^{-1}; \quad Z_{\Pi_{12}} = Z_{\Pi_6} + Z_{\Pi_8} = 3,6 \text{ рік}^{-1};$$

$$q_{\Pi_{11}} = \frac{Z_{\Pi_2} T_{\Pi_2} + Z_{\Pi_3} T_{\Pi_3}}{8760} = 9,86 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{\Pi_{12}} = \frac{Z_{\Pi_7} T_{\Pi_7} + Z_{\Pi_8} T_{\Pi_8}}{8760} = 9,86 \cdot 10^{-3}.$$

Щоб отримати показники блока 13, спочатку еквівалентуються паралельні блоки 1', а потім отриманий блок 10 еквівалентується з послідовним блоком 1''. Для однакових паралельних блоків формули (6.18) і (6.24) спрощуються

$$\begin{aligned} Z_{B_{10}} &= 2Z'_{B_1} q'_{B_1} + K_Z q'_{\Pi_1} = 6,08 \cdot 10^{-4} \text{ рік}^{-1}; \\ q'_{B_1} &= Z'_{B_1} T'_{B_1} / 8760 = 2,3 \cdot 10^{-4}; \quad q'_{\Pi_1} = Z'_{\Pi_1} T'_{\Pi_1} / 8760 = 2,13 \cdot 10^{-3}; \\ T'_{B_1, \Pi_1} &= T'_{B_1} - 0,5 T'^2_{B_1} / T'_{\Pi_1} = 6,42 \text{ год}; \\ q_{B_{10}} &= q'^2_{B_1} + 2Z'_{B_1} q'_{\Pi_1} T'_{B_1, \Pi_1} K_z / 8760 = 3,96 \cdot 10^{-7}; \\ Z_{B_{13}} &= Z_{B_{10}} + Z''_{B_1} = 1,56 \cdot 10^{-2} \text{ рік}^{-1}; \quad q_{B_{13}} = q_{B_{10}} + q''_{B_1} = 1,34 \cdot 10^{-5}; \\ Z_{\Pi_{13}} &= Z'_{\Pi_1} = 0,3 \text{ рік}^{-1}; \quad q_{\Pi_{13}} = q''_{\Pi_1} = Z''_{\Pi_1} T''_{\Pi_1} / 8760 = 3,22 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Структура схеми рис. 6.7, в не є паралельно-послідовною. Для подальшого спрощення схему необхідно декомпонувати. За базовий вибираємо блок 6 і розглядаємо два випадки: базовий блок працює (закорочений у схемі рис. 6.7, з); базовий блок не працює (розімкнений у схемі рис. 6.7, д).

У схемі рис. 6.7, з блоки 12 і 13 сполучені між собою паралельно, а їх еквівалентний блок послідовний до блока 11. Блок, еквівалентний відзначеним трьом, паралельний до блока 5. Після відповідних перетворень отримуємо

$$Z_{B,K} = 1,91 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1}; \quad q_{B,K} = 8,82 \cdot 10^{-8}.$$

У схемі рис. 6.7, д блоки 5 і 12 послідовні між собою, а їх еквівалентний блок паралельний до блока 11. Блок, еквівалентний зазначеним трьом, послідовний з блоком 13. Після відповідних перетворень отримуємо

$$\begin{aligned} Z_{B,p} &= 2,24 \cdot 10^{-2} \text{ рік}^{-1}; \quad q_{B,p} = 1,9 \cdot 10^{-5}; \\ Z_{\Pi,p} &= 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1}; \quad q_{\Pi,p} = 3,32 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Показники надійності електропостачання споживача Н<sub>3</sub> згідно з (6.26) і (6.27) становлять

$$\begin{aligned} Z_{BH_3} &= Z_{B,K} (1 - q_{B_6} - q_{\Pi_6}) + (Z_{B,p} + Z_{\Pi,p}) (q_{B_6} + q_{\Pi_6}) = 3,38 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1}; \\ q_{BH_3} &= q_{B,K} (1 - q_{B_6} - q_{\Pi_6}) + (Z_{B,p} + Z_{\Pi,p}) (q_{B_6} + q_{\Pi_6}) = 1,89 \cdot 10^{-6}. \end{aligned}$$

Показники надійності  $Z_b$ ,  $q_b$  блока, еквівалентного двом паралельним, на кілька порядків менші від показників надійності одиничного блока вихідної розрахункової схеми. Тому під час наближеного аналізу надійності схеми електричної мережі розрахункові схеми надійності можна *спрощувати*, вилучаючи паралельні блоки, які утворюють вітку з послідовним до них вихідним неперетвореним блоком. У схемі рис. 6.7, б можна усунути паралельні блоки 1'. У схемі рис. 6.3, б обов'язковому врахуванню підлягають тільки блоки 2, в; 3, с. Решта блоків на результат обчислень впливають мінімально. Досвід аналізу схем електричних мереж, у яких враховують лише ЛЕП одного класу напруги, дає змогу сформулювати ще два правила побудови *спрощених* розрахункових схем:

- якщо структура схеми не є паралельно-послідовною, то для наближеного аналізу достатньо розглянути лише схему із «закороченим» базовим елементом;
- якщо споживач одержує електроенергію трьома незалежними шляхами, то живлення вважається абсолютно надійним.

**Приклад 6.3.** Розрахувати показники надійності електропостачання споживачів від шин 10 кВ двотрансформаторної ПС 110/10 кВ з трансформаторами потужністю 16 МВА і малооливними вимикачами (рис. 6.8, а).

На секційному вимикачеві встановлено пристрій АВР, імовірність відмови якого під час спрацювання  $q_{\text{ABP}} = 0,0015$ . На лініях встановлено релейні захисти з імовірністю відмови під час спрацювання  $q_{\text{РЗ}} = 0,001$ . Загальна довжина ЛЕП, приєднаних до одної секції шин, становить 60 км.

*Розв'язання.* За даними табл. 6.2 встановлено значення показників надійності та планових ремонтів усіх елементів ПС і занесено в табл. 6.3.

З урахуванням структурних та функціональних зв'язків ланок ПС розроблено розрахункову схему надійності електропостачання споживачів від шин 10 кВ, тобто розрахункову схему живлення ліній 10 кВ (рис. 6.8, б).

Блок І еквівалентує ланку з семи послідовно сполучених елементів: трансформатор, вимикач 110 кВ, вимикач 10 кВ, два роз'єднувачі 110 кВ, два роз'єднувачі 10 кВ.

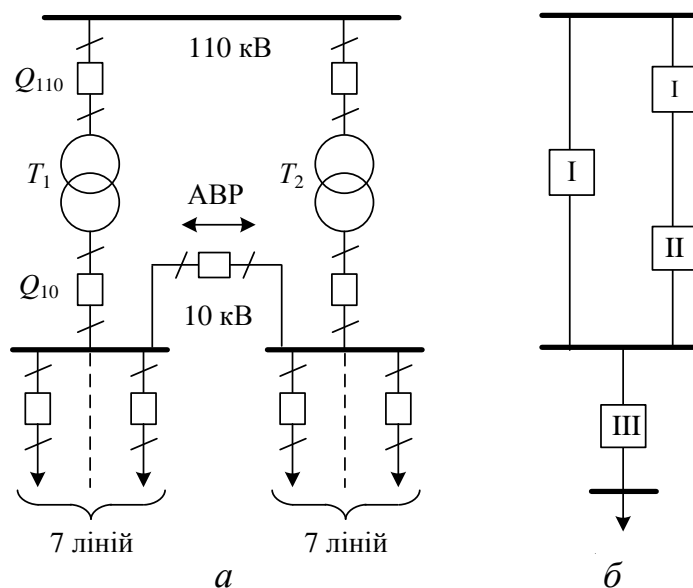


Рис. 6.8. Принципова схема ПС (а) та розрахункова схема надійності (б)

Таблиця 6.3

**Показники надійності та планових простоїв електроустаткування ПС**

Показник	$Z_b, \text{рік}^{-1}$	$T_b, \text{годин}$	$Z_{\Pi}, \text{рік}^{-1}$	$T_{\Pi}, \text{годин}$
Трансформатор	0,014	70	0,75	28
Вимикач 110 кВ	0,06	20	0,14	30
Вимикач 10 кВ	0,09	20	0,14	10
Роз'єднувач 110 кВ	0,01	11	0,166	8
Роз'єднувач 10 кВ	0,01	7	0,166	6
Комірка шин 10 кВ	0,03	7 (на секцію)	0,166	5

Параметр потоку (частота) та середній час відключення семи послідовно сполучених елементів блока I:

$$Z_{B_1} = \sum_{i=1}^7 Z_{B_i} = 0,014 + 0,06 + 0,009 + 2 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,123 \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{B_1} = \sum_{i=1}^7 Z_{B_i} T_{B_i} / Z_{B_1} =$$

$$= 0,014 \cdot 70 + 0,06 \cdot 20 + 0,009 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 11 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7 / 0,123 = 22,1 \text{ год.}$$

Параметр потоку (частота) планових простоїв блока I визначається частотою планових ремонтів того елемента, для якого вона найбільша, тобто трансформатора:

$$Z_{\Pi_1} = Z_{\Pi \max} = 0,75 \text{ рік}^{-1}.$$

Середній час планових простоїв розраховують за формулою (6.17). За ознакою зменшення  $T_{пi}$  елементи впорядковують так: вимикач 110 кВ, трансформатор, вимикач 10 кВ, роз'єднувач 110 кВ, роз'єднувач 10 кВ. Тому

$$T_{пi} = 0,14 - 0 \cdot 30 + 0,75 - 0,14 \cdot 28 + 0,166 - 0,14 \cdot 8 / 0,75 = 28,6 \text{ год.}$$

Блок II еквівалентує вузол, утворений суміжною секцією шин. Його показники визначаються кількістю комірок шин та кількістю ліній, відмови вимикачів та захистів яких спричиняють вимикання шин.

$$Z_{B_{11}} = Z_{B.K} n_K + 0,6 Z_{B.B} n_B + Z_{P3} = 0,03 \cdot 4 + 0,6 \cdot 0,009 \cdot 7 + 0,01 = 0,32 \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{B_{11}} = Z_{B.K} n_K T_{B.K} + 0,6 \cdot Z_{B.B} n_B T_{оп} + Z_{P3} T_{оп} / Z_{B_{11}} = 5,8 \text{ год,}$$

де  $Z_{B.K}, n_K$  – параметр потоку (частота) відмов комірки шин та кількість комірок;  $Z_{B.B}, n_B$  – параметр потоку (частота) відмов вимикача та кількість зв'язаних із секцією шин вимикачів ліній; 0,6 – коефіцієнт, що враховує частоту раптових відмов із загальної частоти відмов вимикача;  $Z_{P3}$  – сукупний параметр потоку (частота) відмов релейних захистів ліній;  $T_{B.K} = 7$  год – середній час вимушеного простою секції шин в разі її пошкодження;  $T_{оп} = 0,5$  год – час оперативного відновлення працездатності секції шин після її вимикання в результаті відмови вимикача або релейного захисту.

Визначаючи величину  $Z_{P3}$ , враховують параметр потоку (частоту) вимог на спрацювання релейних захистів ліній, яка дорівнює параметру потоку (частоті) відмов ліній  $Z_{Л}$ :

$$Z_{P3} = q_{P3} Z_{Л} K_n = q_{P3} Z_{Л.табл} l / 100 K_n = 0,0015 \cdot 7,62 \cdot 0,6 \cdot 1,5 = 0,01 \text{ рік}^{-1},$$

де  $K_n = 1,5$  – коефіцієнт збільшення кількості вимог на спрацювання за рахунок нестійких КЗ.

Показники планових простоїв другого блока дорівнюють показникам планових простоїв секції шин:

$$Z_{п11} = 0,166 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{п11} = 5 \text{ год.}$$

Блок III еквівалентує вузол, утворений секцією шин, що живить споживачів, для яких і встановлюють показники надійності електропостачання. Тут необхідно враховувати відмови секції шин, як вони враховані у блоці II, а також відмови пристрою АВР та секційного вимикача під час вмикання резервного живлення, тобто:



$$Z_{\text{ВШ}} = Z_{\text{ВЦ}} + 0,6Z_{\text{В.В}} + Z_{\text{АВР}} = Z_{\text{ВЦ}} + 0,6Z_{\text{В.В}} + q_{\text{АВР}}Z_{\text{с.ш}}K_{\text{н}} = 0,329 \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{\text{ВШ}} = Z_{\text{ВЦ}} T_{\text{ВЦ}} + 0,6 \cdot Z_{\text{В.В}} T_{\text{В.В}} + q_{\text{АВР}} Z_{\text{с.ш}} K_{\text{н}} T_{\text{оп}} / Z_{\text{ВШ}} = 5,6 \text{ год},$$

де  $Z_{\text{с.ш}}$  – параметр потоку (частота) зникання напруги на секції шин, яку наближено можна прийняти рівною частоті відмов першого блока;  $T_{\text{В.В}}$  – середній час вимушеного простою секційного вимикача.

$$Z_{\text{ПШ}} = Z_{\text{ПЦ}} = 0,166 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{\text{ПШ}} = T_{\text{ПЦ}} = 5 \text{ год}.$$

Наявність показників надійності та планових простоїв усіх блоків розрахункової схеми рис. 6.8, б дає змогу виконати послідовно-паралельне їх еквівалентування та отримати показники надійності електропостачання споживачів від секції шин 10 кВ. Вони становлять:

$$Z_{\text{в}} = 0,346 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{\text{в}} = 21,7 \text{ год}; \quad Z_{\text{п}} = 0,166 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{\text{п}} = 5 \text{ год}.$$

Наведені приклади 6.2 і 6.3 демонструють широкі можливості розглянутого методу аналізу надійності схем ЕМ щодо врахування повного спектра особливостей мереж як структурного (приклад 6.2), так і функціонального (приклад 6.3) характеру. У цьому плані метод структурних схем універсальний. Він також забезпечує високу точність результатів розрахунку. Основним недоліком методу є низький рівень формалізації структурних перетворень та розрахункових процедур.

### 6.3. Аналіз структурної надійності складних схем електричних мереж

Для аналізу надійності складних схем ЕМ найчастіше застосовують структурні методи, які дають змогу складні структури звести до послідовно-паралельних чи паралельно-послідовних і встановити показники надійності електропостачання споживачів подібно до того, як вони встановлювалися для електроустановок під час побудови моделей надійності на базі основних теорем теорії ймовірностей за умови, що функції надійності  $P_i(t)$  відповідає імовірність  $p_i$  робочого стану, а функції ненадійності  $Q_i(t)$  – імовірність  $q_i$  неробочого стану кожного елемента схеми.

Структуру схеми ЕМ можна перетворити, дослідивши її граф. Методами структурного аналізу виявляють усі шляхи між двома будь-якими вершинами графу. З погляду аналізу надійності ЕМ інтерес являють тільки шляхи між джерелами живлення та споживачем.

*Шлях схеми ЕМ* – це та мінімальна сукупність її елементів, робочий стан яких забезпечує передавання електроенергії від джерела живлення до споживача.

На рис. 6.9, б зображено шляхи схеми рис. 6.9, а, які разом утворюють еквівалентну послідовно-паралельну схему.

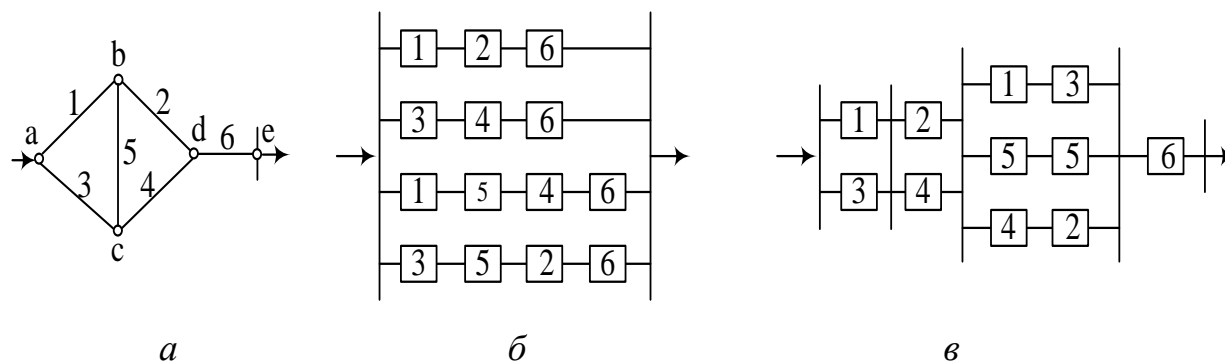


Рис. 6.9. Схема мережі (а) та її еквівалентні розрахункові схеми надійності (б, в)

Еквівалентну паралельно-послідовну схему можна отримати, виявивши мінімальні перерізи мережі.

*Мінімальний переріз схеми ЕМ* – це та мінімальна сукупність її елементів, одночасний неробочий стан яких спричиняє перерву у електропостачанні споживача.

На рис. 6.9, в зображено мінімальні перерізи схеми рис. 6.9, а. Переріз, який складається з елементів 1, 5, 2, 6 не є мінімальним, бо має зайві елементи. Такі перерізи не розглядаються.

Незважаючи на те, що методами структурного аналізу виявляють шляхи та формують еквівалентну послідовно-паралельну схему, надійність ЕМ розраховують переважно за схемою мінімальних перерізів через її високу інформативність. Ця схема чітко показує вплив на рівень надійності електропостачання споживачів окремих елементів схеми ЕМ та їх поєднань. Схему мінімальних перерізів можна отримати двома різними способами: зі схеми шляхів; безпосередньо зі схеми ЕМ. За першим способом спочатку формують матрицю шляхів  $\check{Ш}$ , підпорядковуючи стовпці елементам послідовно-паралельної схеми, а рядки – її віткам, тобто шляхам. Для схеми рис. 6.9, б ця матриця має такий вигляд

	1	2	3	4	5	6	
$\check{\text{Ш}} =$	1	1				1	$\text{ш}_1$
			1	1		1	$\text{ш}_2$
	1			1	1	1	$\text{ш}_3$
		1	1		1	1	$\text{ш}_4$

Якщо деякий елемент, наприклад 6, входить в усі шляхи, то він утворює одноелементний переріз, бо відмова цього елемента обриває всі зв'язки споживача з джерелом живлення. Якщо в кожному зі шляхів перебуває хоча б один з двох елементів, наприклад, 1 і 3, то вони утворюють двоелементний переріз, бо їх одночасний неробочий стан також призводить до обриву всіх зв'язків споживача з джерелом живлення.

Формалізувати пошук мінімальних перерізів дає змогу операція логічного додавання. Мінімальні перерізи утворюють ті стовпці матриці  $\check{\text{Ш}}$ , у результаті логічного додавання яких формується одиничний стовпець. Перед виконанням операцій логічного додавання стовпців з матриці  $\check{\text{Ш}}$  слід усунути всі одиничні стовпці, бо вони утворюють одноелементні перерізи. Двоелементні перерізи можна виявити шляхом логічного додавання всіх стовпців попарно, а триелементні – шляхом логічного додавання всіх стовпців по три і т. д. Поєднання стовпців, які утворили мінімальний переріз, у подальших операціях додавання брати участі не повинні, бо вони формуватимуть немінімальні перерізи.

За другим способом аналізують граф неперетвореної схеми надійності мережі. Такий граф має один вхід  $A$  (джерело) і один вихід  $E$  (споживач), як показано на рис. 6.10, *а*.

Нехай задано граф, що містить  $m$  ребер і  $M$  вершин. Розірвемо ребра графу так, щоб частину вершин  $N$  було приєднано тільки до входу графу, а решту  $M-N$  вершин – до виходу (рис. 6.10, *б*). Розрив порушує зв'язок між входом і виходом графу й утворює дві структури, що називаються деревами:  $N$ -дерево (тобто дерево, що містить  $N$  вершин) і  $(M-N)$ -дерево. При цьому обірвані ребра утворюють мінімальний переріз (на рис. 6.10, *б* – ребра 3, 5, 6).

Отже, пошук мінімальних перерізів зводиться до побудови можливих дерев графу. Для цього до однієї з вершин графу (входу чи виходу) послідовно приєднуються одна за одною вершини, безпосередньо зв'язані з попереднім деревом.

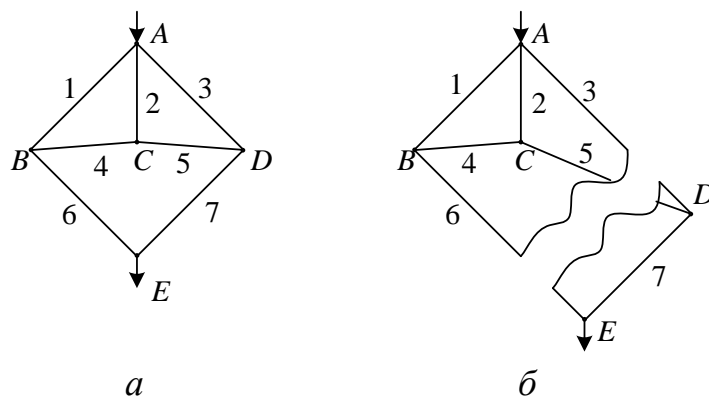


Рис. 6.10. Граф електричної мережі

Алгоритм визначення мінімальних перерізів такий.

1. Складають матрицю безпосередніх зв'язків вершин – ребер графу.
2. Складають масив  $N$ -дерев графу послідовним приєднанням до  $N_i$ -дерева вершин, безпосередньо зв'язаних з однією із вершин, що вже належать до  $N_{i-1}$ -дерева.

3. Для кожного  $N_i$ -дерева обирають перерізи.

4. Складають масив перерізів, з якого вибирають мінімальні.

Проаналізуємо визначення мінімальних перерізів для структури (див. рис. 6.10, а).

1. Складаємо матрицю безпосередніх зв'язків вершин і ребер графу. Наприклад, вершина  $A$  безпосередньо зв'язана з ребрами 1, 2, 3, вершина  $B$  – з ребрами 1, 4, 6 тощо. Матриця зв'язків має вигляд

$A$	$B$	$C$	$D$	$E$
123	146	245	357	67

2. Складаємо масив  $N$ -дерев. Перше  $N_1$ -дерево – це вершина  $A$ . Потім до неї по черзі приєднують три суміжні вершини  $B$ ,  $C$ ,  $D$  і утворюють наступні  $N_2$ -дерева  $AB$ ,  $AC$ ,  $AD$ . Далі до дерева  $AB$  приєднують вершину  $D$ , оскільки вона зв'язана з вершиною  $A$ . Одержимо  $N_3$ -дерево  $ABD$ . Крім того, до  $N_2$ -дерева приєднують вершину  $C$  тощо, поки не будуть розглянуті всі вершини, за винятком  $E$  – виходу графу (якщо вершину  $E$  приєднати до  $N$ -дерева, то утвориться зв'язана структура). Отже, масив  $N$ -дерев графу має вигляд

$A, AB, AC, AD, ABC, ABD, ACD, ABCD$ .

3. Для кожного  $N_i$ -дерева визначають перерізи. З матриці зв'язків вершини-ребра у стовпчик виписують всі ребра, безпосередньо зв'язані з вершинами  $N$ -дерев (табл. 6.4). Ребра, що належать сукупності ребер  $N_i$ -дерева парне число разів, вилючають (у табл. 6.4 їх закреслено), а ребра, що залишилися, виписують у нижній рядок табл. 6.4.

Таблиця 6.4

Визначення перерізів схеми мережі								
N-дерева	$A$	$AB$	$AC$	$AD$	$ABC$	$ABD$	$ACD$	$ABC$ $D$
	123	<del>1</del> 23	123	123	<del>1</del> 23	<del>1</del> 23	123	<del>1</del> 23
Ребра		<del>1</del> 46	245	<del>3</del> 57	146	146	245	146
					245	<del>3</del> 57	<del>3</del> 57	245
								<del>3</del> 57
Перерізи	123	2346	1345	1257	356	24567	147	67

4. Вибираємо з множини одержаних перерізів мінімальні. Для цього всі перерізи подають за зростанням кількості елементів і уточнюють, чи не містяться в перерізах з більшою кількістю елементів перерізи з меншою кількістю елементів. Так, переріз 24567, утворений деревом  $ABD$ , містить переріз 67, утворений деревом  $ABCD$ . Тому переріз 24567 вилучають. Перерізи 67, 123, 147, 356, 1257, 1345, 2346 є мінімальними.

Слід зауважити, що широкоживаний термін «мінімальні перерізи» неточний. Аналіз обидвох способів отримання мінімальних перерізів свідчить, що йдеться фактично про безнадлишкові перерізи. Тому доцільно було б замість терміна «мінімальні перерізи» вживати термін «безнадлишкові перерізи».

Усі елементи ЕМ високонадійні  $q_i \ll p_i$ ,  $p_i \approx 1,0$ . Це означає, що ймовірність збігу неробочих станів чотирьох і більше елементів близька до нуля. Фактично для схем ЕМ обов'язково враховувати одно- та двоелементні перерізи. Врахування триелементних перерізів змінює результати обчислення показників надійності в межах одного – трьох відсотків.

Алгоритм розрахунку показників надійності електропостачання споживача будується на базі основних теорем теорії ймовірностей і тому доволі простий за структурою. Імовірність перерви електропостачання споживача (ймовірність неробочого стану мережі відносно вузла навантаження  $q_{в.н}$ ) в умовах нормальної роботи ЕМ, коли відсутні планові вимикання її елементів, розраховують за формулою

$$q_{\text{в.н}} = \sum_{i=1}^k q_{\text{в}} \Pi_i = \sum_{i=1}^{k_1} q_{\text{в}i} + \sum_{i=1}^{k_2} q_{\text{в}il} q_{\text{в}ir} + \sum_{i=1}^{k_3} q_{\text{в}il} q_{\text{в}ir} q_{\text{в}is}, \quad (6.29)$$

де  $k$  – загальна кількість мінімальних перерізів схеми;  $q_{\text{в}} \Pi_i$  – імовірність неробочого стану  $i$ -го мінімального перерізу;  $k_1, k_2, k_3$  – кількість одно-, дво- та триелементних перерізів;  $q_{\text{в}i}$  – ймовірність вимушеного простою елемента  $i$ -го одноелементного перерізу;  $q_{\text{в}il}, q_{\text{в}ir}$  – імовірності вимушеного простою  $l$ -го та  $r$ -го елемента  $i$ -го двоелементного перерізу;  $q_{\text{в}il}, q_{\text{в}ir}, q_{\text{в}is}$  – імовірності вимушеного простою  $l$ -го,  $r$ -го та  $s$ -го елемента  $i$ -го триелементного перерізу.

У загальному випадку, коли враховують планові (свідомі) вимикання елементів мережі, ймовірність  $q_{\text{в.н}}$  обчислюють за формулою

$$q_{\text{в.н}} = \left( 1 - \sum_{j=1}^n q_{\text{п}j} \right) \sum_{i=1}^k q_{\text{в}} \Pi_i + K_{\omega} \sum_{j=1}^n \left( q_{\text{п}j} \sum_{i=1}^{k_j} q_{\text{в}} \Pi_{ij} \right), \quad (6.30)$$

де  $n$  – загальна кількість елементів розрахункової схеми надійності;  $q_{\text{п}j}$  – імовірність планового простою  $j$ -го елемента розрахункової схеми;  $k_j$  – кількість мінімальних перерізів розрахункової схеми після вилучення з неї  $j$ -го елемента;  $q_{\text{в}} \Pi_{ij}$  – імовірність неробочого стану  $i$ -го мінімального перерізу з вилученим  $j$ -м елементом.

Вираз (6.30) отримано на основі формули повної ймовірності, коли як подію розглядають перерву електропостачання споживача, а як гіпотези – нормальний і всі ремонтні стани мережі.

**Приклад 6.4.** Обчислити ймовірність перерви в електропостачанні споживача II мережі рис. 6.11, а, утвореної повітряними лініями 110 кВ на залізобетонних опорах завдовжки  $l_1 = l_2 = 30$  км;  $l_3 = l_4 = 40$  км;  $l_5 = 50$  км.

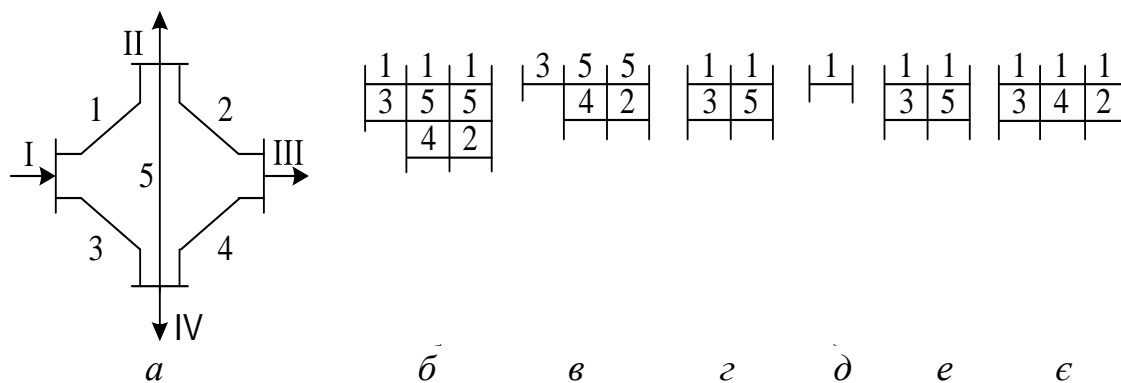


Рис. 6.11. Схема мережі (а) та її мінімальні перерізи в нормальному (б) та ремонтних режимах (в, г, д, е, є)

*Розв'язання.* За даними табл. 6.1 і формулами (6.2), (6.4), (6.8) обчислюємо значення ймовірностей вимушеного та планового простоїв усіх п'яти ліній:

$$q_{в1} = q_{в2} = 2,46 \cdot 10^{-4}; \quad q_{в3} = q_{в4} = 3,29 \cdot 10^{-4}; \quad q_{в5} = 4,11 \cdot 10^{-4};$$

$$q_{п1} = q_{п2} = q_{п3} = q_{п4} = q_{п5} = 2,05 \cdot 10^{-3}.$$

На рис. 6.11, б зображено еквівалентну паралельно-послідовну схему для випадку нормального режиму роботи мережі, а на рис. 6.11, в, г, д, е, є – для випадків ремонту відповідно 1-ї, 2-ї, 3-ї, 4-ї, 5-ї ліній. Мінімальні перерізи ремонтних схем можна отримати безпосередньо зі схеми рис. 6.11, а або з еквівалентної схеми нормального режиму після усунення з неї елемента, що ремонтується, та виниклих немінімальних перерізів.

Імовірність перерви електропостачання споживача II обчислюємо за формулою (6.30)

$$q_{вII} = 1 - q_{п1} - q_{п2} - q_{п3} - q_{п4} - q_{п5} - q_{в1} \cdot q_{в3} + q_{в1} \cdot q_{в5} \cdot q_{в4} + q_{в1} \cdot q_{в5} \cdot q_{в2} +$$

$$+ K_z \cdot q_{п1} \cdot q_{в3} + q_{в5} \cdot q_{в4} + q_{в5} \cdot q_{в2} + K_z \cdot q_{п2} \cdot q_{в1} \cdot q_{в3} + q_{в1} \cdot q_{в5} + K_z \cdot q_{п3} \cdot q_{в1} +$$

$$+ K_z \cdot q_{п4} \cdot q_{в1} \cdot q_{в3} + q_{в1} \cdot q_{в5} + K_z \cdot q_{п5} \cdot q_{в1} \cdot q_{в3} + q_{в1} \cdot q_{в4} + q_{в1} \cdot q_{в2}.$$

Підставивши розраховані значення ймовірностей вимушеного та планового простоїв елементів схеми мережі та прийнявши  $K_z = 0,5$ , отримаємо  $q_{вII} = 5,84 \cdot 10^{-6}$ .

Частота перерв електропостачання споживача у складних схемах розраховується на основі виразу, який впливає з обґрунтованої в п. 6.2 формули (6.18). Перепишемо її у вигляді

$$Z_{в.н} = Z_{вi} \cdot q_{вj} + Z_{вj} \cdot q_{вi} + K_z \cdot q_{пi} \cdot Z_{вj} + q_{пj} \cdot Z_{вi}. \quad (6.31)$$

Формула складається з двох частин. У першій частині визначається частота накладань відмов на відмови, у другій – відмов на планові ремонти. Процедура обчислень за цією формулою можна перенести на випадок складної схеми. У складній схемі для визначення параметру потоку (частоти) перерв електропостачання споживача  $Z_{в.н}$  необхідно взяти суму добутків параметру потоку (частоти) відмов кожного елемента на ймовірність неробочого стану схеми без цього елемента, а також суму добутків ймовірностей планового простою кожного елемента на параметр потоку (частоту) відмов схеми без цього елемента. У результаті отримуємо



$$Z_{\text{в.н}} = \sum_{l=1}^n Z_{\text{в}l} \left( \sum_{i=1}^{K_l} q_{\text{в}} \Pi_{il} \right) + K_Z \sum_{j=1}^n q_{\text{п}j} \left( \sum_{l=1}^{n-1} Z_{\text{в}l} \left( \sum_{i=1}^{K_{jl}} q_{\text{в}} \Pi_{ijl} \right) \right), \quad (6.32)$$

де  $K_l$  – кількість мінімальних перерізів схеми без  $l$ -го елемента;  $q_{\text{в}} \Pi_{il}$  – імовірність неробочого стану  $i$ -го мінімального перерізу схеми без  $l$ -го елемента;  $K_{jl}$  – кількість мінімальних перерізів схеми без  $j$ -го та  $l$ -го елементів;  $q_{\text{в}} \Pi_{ijl}$  – імовірність неробочого стану  $i$ -го мінімального перерізу схеми без  $j$ -го та  $l$ -го елементів.

Під час проектних розрахунків, коли невідомий графік виведення елементів мережі в ремонт, певною проблемою є врахування планових простоїв, бо у складних схемах свідомі вимикання елементів часто суміщають. Якщо такого суміщення не враховувати, то може виникнути ситуація, коли сума величин  $q_{\text{п}j}$  перевищить одиницю, і результати обчислень показників надійності будуть неправильними. Тому кожного разу необхідно складати перелік станів свідомих вимикань і дотримуватися умови

$$\sum_{j=1}^n q_{\text{п}j} \leq 1. \quad (6.33)$$

Якщо в схемі наявні послідовно працюючі елементи (блоки трансформатор–вимикачі–роз'єднувачі тощо), свідомі вимикання яких суміщають, то ймовірність планового простою приписують одному елементові групи і розраховують як

$$q_{\text{п}j} = \sum_{i=1}^{k-m} Z_{\text{н}i} - Z_{\text{н}i-1} T_{\text{н}i} / 8760. \quad (6.34)$$

Записана формула отримана з (6.17), де ідентифіковано всі величини та пояснено порядок обчислень.

Середньорічний недовідпуск електроенергії та середньорічні збитки в мережі загалом розраховують за формулами, аналогічними (6.11).

$$W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{в.н}i} P_{\text{макс}i} T_{\text{макс}i}; \quad H = \sum_{i=1}^n H_{0i} q_{\text{в.н}i} P_{\text{макс}i} T_{\text{макс}i}. \quad (6.35)$$

Недовідпуск електроенергії споживачам мережі протягом деякого періоду часу  $T$ , меншого від року, визначають як

$$W_{\text{н}T} = \sum_{i=1}^n q_{\text{в.н}i} P_{\text{ср}i} T, \quad (6.36)$$

де  $P_{\text{ср}i}$  – середнє за проміжок часу  $T$  значення потужності  $i$ -го споживача.

Величина недовідпуску електроенергії споживачам мережі за проміжок часу  $T$  (місяць, тиждень, доба, година) може слугувати критерієм прийняття рішень щодо поточної зміни схеми мережі під час планування режимів та оперативного керування ними.

#### **6.4. Метод прямого обчислення показників структурної надійності схем електричних мереж**

Розглянуті структурні аналітичні методи аналізу надійності схем ЕМ передбачають складання та перетворення еквівалентних розрахункових схем надійності. Ці схеми складають і перетворюють для кожного споживача ЕМ окремо. Будь-яка зміна схеми ЕМ (наприклад, під час переходу мережі в режим мінімального навантаження) вимагає нового складання та перетворення еквівалентних розрахункових схем надійності, тобто виконання нових розрахунків. Ці недоліки істотно ускладнюють програмування задач аналізу структурної надійності ЕМ та користування розробленими програмами.

Метод прямого обчислення показників структурної надійності ЕМ не передбачає складання та перетворення будь-яких розрахункових схем. Його розрахунковий процес будується на основі методу простору станів і формується за допомогою матриці, яка відображає повну структуру мережі та фіксує всі можливі зв'язки споживачів з джерелами живлення. Такою матрицею може бути перша матриця інцидентій (матриця сполучень), але з її допомогою важко простежувати зв'язки споживачів з джерелами живлення, що ускладнює програмування задачі аналізу надійності. Доцільніше використовувати матрицю, рядки та стовпці якої підпорядковані вузлам схеми мережі. Таку матрицю назовемо матрицею вузлів і позначимо її символом  $\check{M}$ .

На рис. 6.12, *а* зображено схему електричної мережі, в якій позначено джерела живлення (ДЖ<sub>1</sub>, ДЖ<sub>2</sub>), вузли схеми, від яких живляться споживачі Н<sub>і</sub> та вітки, що з'єднують вузли. Вузли пронумеровані числами натурального ряду, а вітки – подвійними числами, які відповідають номерам з'єднаних вузлів. Джерела живлення мають необмежену потужність, абсолютну надійність і тому об'єднані в один нульовий вузол. Вузли мережі враховують системи шин та інші елементи підстанцій, відмови яких спричиняють перерви в електропостачанні споживачів. Ділянки схеми враховують ЛЕП та елементи підстанцій, відмови яких призводять до втрати зв'язків між вузлами.

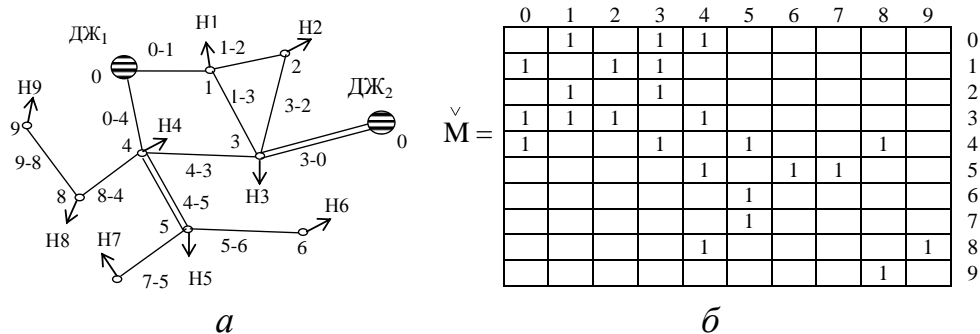


Рис. 6.12. Схема електричної мережі (а) та її матриця вузлів (б)

Схемі мережі (рис. 6.12, а) відповідає деяка матриця  $\overset{\vee}{M}$  (рис. 6.12, б), заповнена одиницями, які ставлять на перетині рядка і стовпця та стовпця і рядка в разі наявності між двома відповідними вузлами з'єднувальної вітки. Наприклад, наявність вітки між четвертим і третім вузлами відображена двома одиницями на перетинах четвертого рядка і третього стовпця та третього рядка і четвертого стовпця. За цією матрицею легко простежують зв'язки споживачів з джерелами живлення. Наприклад, споживач  $N_5$ , що безпосередньо зв'язаний з п'ятим вузлом, через відповідні вітки (одиниці в рядках і стовпцях) має зв'язок з вузлами 4, 6, 7, один з яких (четвертий) виходить на нульовий вузол, тобто на джерело живлення.

У поточні моменти часу деякі вітки та вузли мережі можуть переходити в неробочий стан і порушувати зв'язки споживачів з джерелами живлення, викликаючи цим перерви електропостачання. Відмову вітки можна зафіксувати в матриці  $\overset{\vee}{M}$  викресленням двох одиниць, які належать з'єднуванню цією віткою вузлам. Відмову вузла можна зафіксувати викресленням пар одиниць усіх віток, які належать вказаному вузлові, оскільки відмова вузла супроводжується втратою його зв'язків з усіма іншими вузлами. При цьому в рядку і стовпці цього вузла зникають всі одиниці, що є ознакою втрати живлення відповідним споживачем. Відмови деяких вузлів можуть мати складніші наслідки. Наприклад, відмова вузла 4 супроводжується зникненням одиниць у четвертому рядку та стовпці, тобто знеструмленням четвертого споживача, а також посередньою втратою зв'язків з джерелами живлення споживачами  $N_5$ ,  $N_6$ ,  $N_7$ ,  $N_8$ ,  $N_9$ . Можливі поєднання відмов віток, вузлів та віток і вузлів. Наприклад, якщо одночасно відмовляють вітки 1–2 і 3–2, то всі одиниці зникнуть у другому рядку та стовпці, тобто втратить живлення споживач  $N_2$ .

Матриця  $\check{M}$  має в розробленому методі вирішальне значення. Вона дає змогу автоматизувати перебір станів електричної мережі та формалізувати за рахунок такої автоматизації відомий метод простору станів. Такі можливості цієї матриці зумовлені тим, що за її допомогою для кожного стану електричної мережі (відмова будь-яких вузлів, віток та їх комбінацій) реалізованим на комп'ютері алгоритмом контролюють зв'язки споживачів з джерелами живлення.

У методі простору станів розглядають усі можливі елементарні стани мережі, зумовлені станами (робочий, неробочий) її віток і вузлів. Якщо кількість віток становить  $n$ , а вузлів  $m$ , то кількість елементарних станів дорівнює  $2^{n+m}$ . Для кожного  $s$ -го елементарного стану можна встановити ймовірність  $p_s$  і параметр потоку (частоту)  $Z_s$  його виникнення. Припускаючи незалежність відмов елементів мережі та враховуючи мале значення ймовірності  $q_b$  відмови елемента мережі порівняно з ймовірністю  $1 - q_b$  його нормальної роботи, ймовірність  $p_s$  можна розрахувати наближено за теоремою множення ймовірностей. Якщо в  $s$ -му стані мережі  $k$  віток та вузлів відмовили, а  $n+m-k$  працюють, то

$$p_s = \prod_{i=1}^k q_{bi} \prod_{i=k+1}^{n+m} 1 - q_{bi} . \quad (6.37)$$

Параметр потоку (частоту)  $Z_s$ , рік<sup>-1</sup> виникнення  $s$ -го елементарного стану розраховують як добуток ймовірності  $p_s$  на суму інтенсивностей переходів з  $s$ -го стану в усі інші. У нашому випадку

$$Z_s = p_s \left( \sum_{i=1}^k \lambda_{bi} + \sum_{i=k+1}^{n+m} \lambda_i \right), \quad (6.38)$$

де  $\lambda_{bi}, \lambda_i$  – відповідно інтенсивність відновлення та інтенсивність відмови  $i$ -го елемента мережі, рік<sup>-1</sup>.

Величини  $q_{bi}, \lambda_{bi}, \lambda_i$  розраховують за відомими статистичними показниками надійності елементів мережі

$$q_{bi} = Z_{bi} \cdot T_{bi} / 8760; \quad \lambda_{bi} = 8760 / T_{bi}; \quad \lambda_i = Z_{bi}, \quad (6.39)$$

де  $Z_{bi}$  – статистичний параметр потоку (частота) відмов  $i$ -го елемента, рік<sup>-1</sup>;  $T_{bi}$  – середньостатистичний час вимушеного простою  $i$ -го елемента, годин.

Розраховуючи для кожного  $s$ -го стану величини  $p_s$  і фіксуючи за допомогою матриці  $\check{M}$ , за якої споживачі в цьому стані втрачали живлення, можна встановити ймовірність  $q_{bj}$  і параметр потоку (частоту)  $Z_{bj}$  вимушеного припинення електропостачання кожного  $j$ -го споживача в усій сукупності елементарних станів мережі

$$q_{bj} = \sum_{s \in j} p_s; \quad Z_{bj} = \sum_{s \in j} Z_s; \quad j = 1, 2, \dots, m. \quad (6.40)$$

Отримані для всієї сукупності елементарних станів величини  $q_{bj}$ ,  $Z_{bj}$  є фактично показниками надійності електропостачання кожного  $j$ -го споживача. Будучи визначеними для всіх споживачів, ці величини характеризують структурну надійність схеми електричної мережі та слугують основою для встановлення інших її показників.

Загальна кількість  $2^{n+m}$  елементарних станів, які теоретично підлягають аналізу, надзвичайно велика. Проте аналізувати всі стани потреби немає, оскільки значна їх частина має дуже низьку ймовірність виникнення. Добуток  $k$  значень  $q_{bj}$  у формулі (6.37) практично перетворюється на нуль для  $k \geq 4$ . Отже, враховувати потрібно тільки стани, зумовлені відмовами елементів мережі по одному  $s \in x$   $x=1, 2, \dots, n+m$ , по два  $s \in xy$   $x=1, 2, \dots, n+m$ ;  $y=1, 2, \dots, n+m$ ;  $x \neq y$ , та по три  $s \in xyz$   $x=1, 2, \dots, n+m$ ;  $y=1, 2, \dots, n+m$ ;  $z=1, 2, \dots, n+m$ ;  $x \neq y \neq z$ .

Використання матриці  $\overset{\vee}{M}$  забезпечує впорядкований та автоматизований перебір станів електричної мережі. Стани відмов віток і вузлів мережі по одному  $s \in x$  фіксують за зростанням їхніх номерів відповідним усуненням одиниць у рядках і стовпцях матриці  $\overset{\vee}{M}$  за розглянутим вище способом. Після переходу в кожен новий  $x$ -й стан розраховують величини  $p_x, Z_x$  і додають їх до значень  $q_{bj}$ ,  $Z_{bj}$  усіх споживачів, які втратили живлення в  $x$ -му стані. Розрахунок повторюють  $n+m$  разів і виконують за таким алгоритмом:

$$p_x = q_{bx} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq x}}^{n+m} (1 - q_{bi}); \quad Z_x = p_x \left( \lambda_{bx} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq x}}^{n+m} \lambda_i \right); \quad (6.41)$$

$$p_{xj} = \sum_{x \in j} p_x; \quad Z_{xj} = \sum_{x \in j} Z_x,$$

для  $j = 1, 2, \dots, m$ ;  $x = 1, 2, \dots, n+m$ .

Під час перебору станів, зумовлених відмовами двох елементів  $x$  та  $y$ , розрахунок повторюють до вичерпання поєднань по два і виконують за таким алгоритмом:

$$p_{xy} = q_{bx} q_{by} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq x \\ i \neq y}}^{n+m} (1 - q_{bi}); \quad Z_{xy} = p_{xy} \left( \lambda_{bx} + \lambda_{by} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq x \\ i \neq y}}^{n+m} \lambda_i \right); \quad (6.42)$$

$$p_{xyj} = \sum_{xy \in j} p_{xy}; \quad Z_{xyj} = \sum_{xy \in j} Z_{xy},$$

для  $j = 1, 2, \dots, m$ ;  $x = 1, 2, \dots, n+m$ ;  $y = 1, 2, \dots, n+m$ ;  $x \neq y$ .

Під час перебору станів мережі, зумовлених відмовами трьох елементів  $x$ ,  $y$ ,  $z$  розрахунок повторюють до вичерпання поєднань по три і виконують за таким алгоритмом

$$\begin{aligned} p_{xyz} &= q_{ex} q_{by} q_{bz} \prod_{\substack{i=1; i \neq x \\ i \neq y; i \neq z}}^{n+m} (1 - q_{bi}) ; \\ Z_{xyz} &= p_{xyz} \left( \lambda_{bx} + \lambda_{by} + \lambda_{bz} + \sum_{\substack{i=1; i \neq x \\ i \neq y; i \neq z}}^{n+m} \lambda_i \right) ; \\ p_{xyzj} &= \sum_{xyz \in j} p_{xyz} ; \quad Z_{xyzj} = \sum_{xyz \in j} Z_{xyz} , \end{aligned} \quad (6.43)$$

для  $j = 1, 2, \dots, m$ ;  $x = 1, 2, \dots, n+m$ ;  $y = 1, 2, \dots, n+m$ ;  $z = 1, 2, \dots, n+m$ ;  $x \neq y \neq z$ .

Перебір станів у наведеній послідовності дає змогу встановити два основні показники надійності електропостачання кожного окремого споживача, коли планові ремонти елементів мережі не враховують:

Параметр потоку (частота) вимушених перерв електропостачання, рік<sup>-1</sup>,

$$Z'_{bj} = Z_{xj} + Z_{xyj} + Z_{xyzj} ; \quad (6.44)$$

імовірність вимушеної перерви електропостачання, відн. од.,

$$q'_{bj} = p_{xj} + p_{xyj} + p_{xyzj} . \quad (6.45)$$

Щоб врахувати планові ремонти, розрахунки за наведеними формулами необхідно повторити  $n+m+1$  разів. Крім уже встановлених значень  $Z'_{bj}$ ,  $q'_{bj}$ , отриманих для повної схеми, потрібно розрахувати  $n+m$  значень  $Z''_{bji}$ ,  $q''_{bji}$ , отриманих для схеми без виведеного в ремонт  $i$ -го елемента  $i = 1, 2, \dots, n+m$ , імовірність перебування якого в ремонтному стані становить  $q_{ni}$ .

За формулою повної ймовірності розраховують основні показники надійності електропостачання кожного окремого споживача з урахуванням планових ремонтів елементів мережі:

Параметр потоку (частота) вимушених перерв електропостачання, рік<sup>-1</sup>,

$$Z_{ej} = \left( 1 - \sum_{i=1}^{n+m} q_{ni} \right) Z'_{ej} + K_Z \sum_{i=1}^{n+m} q_{ni} Z''_{bji} ; \quad (6.46)$$

імовірність вимушеної перерви електропостачання, відн. од.,

$$q_{bj} = \left( 1 - \sum_{i=1}^{n+m} q_{ni} \right) q'_{bj} + K_Z \sum_{i=1}^{n+m} q_{ni} q''_{bji} . \quad (6.47)$$

За отриманими показниками за формулами (6.1, 6.2, 6.10, 6.11) визначають решту показників надійності кожного окремого споживача та мережі загалом.

Підсумовуючи, зазначимо, що наведені обчислювальні процедури характеризуються високим ступенем формалізації. Це зручно для програмування, підготовки вхідної інформації та аналізу результатів комп'ютерних розрахунків.

### 6.5. Наближений аналіз функціональної надійності електричних мереж

Функціональна надійність ЕМ пов'язана з повною сукупністю їхніх аварійних режимів, після виникнення яких втрачається або цілеспрямовано вимикається навантаження. Аварійні режими ЕМ, їх формування, шляхи виходу з них зображено на рис. 6.13.

Аналіз функціональної надійності ЕМ – завдання надзвичайно складне. Врахувати всі чинники, які визначають надійність, особливо у початковій стадії формування аварій, неможливо. Результативним розрахункам піддаються тільки стаціонарні післяаварійні режими, які формуються після виникання одиничних відмов або випадкових збігів відмов елементів мережі.



Рис. 6.13. Аварійні режими електричних мереж та їх ліквідація



**Наближений аналіз функціональної надійності простих схем електричних мереж.** Спрощені розрахунки функціональної надійності простих схем ЕМ можна виконувати за розглянутим вище методом структурних схем. При цьому спочатку, як у п. 6.2, визначають недовідпуски електроенергії та збитки від перерв в електропостачанні споживачів, а потім ці величини обчислюють для випадків обмежень живлення у післяаварійних режимах і визначають їхні сумарні значення.

Обмеження живлення споживачів різне за різних режимів навантаження мережі. Найбільші недовідпуски потужності спостерігаються під час аварійних вимикань у години максимальних навантажень, а найменші – в години мінімальних навантажень.

Добові зміни режиму навантаження можна не враховувати з таких причин. На надійність мереж найбільше впливають ЛЕП, бо вони визначають структуру мережі, а їхні коефіцієнти вимушених  $K_v$  та планових  $K_p$  простоїв на порядок вищі від аналогічних коефіцієнтів підстанційного устаткування (табл. 6.1 і 6.2). Відмови ЛЕП, що пов'язані з діяльністю людини, свідомі вимикання ЛЕП, які ослаблюють схему мережі, припадають на денні години доби. Якщо аварійне вимикання сталося вночі, то післяаварійний ремонт виконують упродовж дня. У більшості випадків пошкодження на ЛЕП ліквідують за один світловий день, що підтверджують значення  $T_v$  у табл. 6.1. Усі ці факти, разом взяті, підтверджують, що під час аналізу функціональної надійності ЕМ до уваги слід брати режим денного (максимального чи усередненого) навантаження та враховувати його зміну тільки в розрізі року.

Для сумарного навантаження ЕЕС АСДУ фіксують графіки місячних максимумів, а для споживачів Енергонагляд фіксує тільки літній мінімум (22 червня) та зимовий максимум (22 грудня) навантаження. Це означає, що режими мережі, які визначаються навантаженнями споживачів, можна розраховувати тільки для трьох періодів року (рис. 6.14).

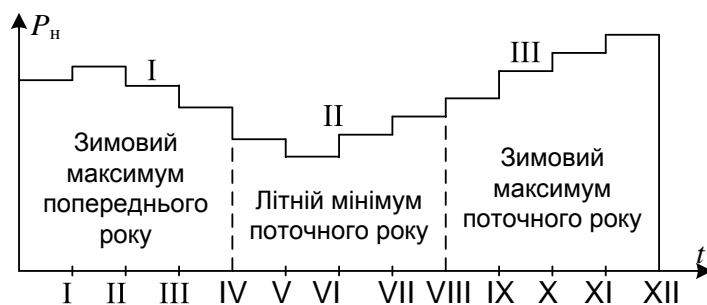


Рис. 6.14. Розрахункові періоди року

Режим у першому періоді розраховують за зимовими максимумами споживачів попереднього року, у другому періоді – за максимумами найменших літніх навантажень, а в третьому – за зимовими максимумами споживачів поточного року.

Для оцінювання функціональної надійності розраховувати режими потрібно не тільки для кожного  $r$ -го періоду, але й для кожної  $s$ -ї аварійної ситуації в мережі. У результаті таких розрахунків визначають недовідпуски потужності споживачам, а за ними – недовідпуски електроенергії та збитки. Обсяги таких обчислень надзвичайно великі.

Метод структурних схем дає змогу звести їх до мінімуму шляхом цілеспрямованого вибору аварійних ситуацій, за яких можливі обмеження живлення споживачів.

Враховуючи ту обставину, що за наявності трьох і більше каналів передавання енергії до споживача обмеження його живлення малоімовірне, можна розглядати тільки випадки наявності в розрахункових схемах двох паралельних віток між споживачем і джерелами живлення. Так, у схемі рис. 6.3, аналізуючи режими обмеження електропостачання споживачів  $H_2$  і  $H_3$ , доцільно брати до уваги тільки лінію  $W_2$  та лінію  $W_3$  разом з вузлом, тобто блоки 2 і 8. У разі вимикання лінії  $W_2$  пропускна здатність лінії  $W_3$  може виявитися недостатньою для передавання споживачам  $H_2$  і  $H_3$  необхідної потужності і, навпаки, в разі вимикання лінії  $W_3$  чи відмови вузла  $b$  недостатньою може виявитися пропускна здатність лінії  $W_2$ .

Пропускна здатність ліній живильних та розподільних мереж за потужністю визначають умовами нагрівання проводів. Для наближених оцінок можна використовувати дані табл. 6.5.

Таблиця 6.5

**Допустимі тривалі потужності для неізолюваних сталевих алюмінієвих проводів для температури повітря +25°C**

Номинальна напруга, кВ	Потужність, МВт, для номінального перерізу проводів, мм <sup>2</sup>									
	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	12,0	15,2	18,9	21,9	25,7	29,5	–	–	–	–
110	–	47,6	59,3	68,8	80,9	92,6	109,4	–	–	–
150	–	–	–	93,8	120,3	126,3	149,2	–	–	–
220	–	–	–	–	–	–	218,3	249,3	301,3	342,5

Обмежувати електропостачання можна також для того, щоб запобігати недопустимому зниженню напруги на шинах споживачів. У випадках обмежень як за потужністю, так і за напругою необхідно розраховувати режими мережі тільки після вимикання елементів паралельних віток розрахункових схем надійності.

Нехай  $i$ -й споживач живиться через дві паралельні вітки  $m$  та  $n$ , і в  $r$ -му розрахунковому періоді максимум його потужності становить  $P_{\max ir}$ . Під час вимикання вітки  $m$  споживачеві може бути передана потужність  $P_{\text{доп } n}$ , що визначається пропускною здатністю вітки  $n$  за потужністю або допустимою напругою на шинах. Якщо  $P_{\max ir} > P_{\text{доп } n}$ , то обмежують живлення споживача. Величина недовідпущеної  $i$ -му споживачеві потужності  $P_{\text{н } im}$  та глибина обмеження живлення  $\varepsilon_{im}$  при цьому становлять

$$P_{\text{н } im} = P_{\max ir} - P_{\text{доп } n}; \quad \varepsilon_{im} = P_{\text{н } im} / P_{\max ir} = 1 - P_{\text{доп } n} / P_{\max ir}. \quad (6.48)$$

Недовідпущену  $i$ -му споживачеві електроенергію в  $r$ -му періоді року визначають тривалістю вимкнення вітки  $m$  та значенням  $P_{\text{н } im}$ , тобто

$$W_{\text{н } im} = P_{\max ir} - P_{\text{доп } n} \cdot q_{\text{вм}} + q_{\text{пм}} \cdot T_r, \quad (6.49)$$

де  $q_{\text{вм}}, q_{\text{пм}}$  – імовірності вимушеного та планового простою вітки  $m$ ;  $T_r$  – тривалість  $r$ -го періоду року.

Питомі збитки споживача не постійні, а залежать від глибини обмеження живлення. Наближено можна прийняти

$$H_{0im} = (0,6 + \varepsilon_{im}) \cdot 1,8. \quad (6.50)$$

Збитки  $i$ -го споживача в  $r$ -му періоді року після вимкнення ділянки  $m$  становлять

$$H_{ir} = H_{0im} W_{\text{н } im}. \quad (6.51)$$

З урахуванням можливості вимикання як вітки  $m$ , так і вітки  $n$  отримуємо

$$W_{\text{н } ir} = P_{\max ir} - P_{\text{доп } n} \cdot q_{\text{вм}} + q_{\text{пм}} \cdot T_r + P_{\max ir} - P_{\text{доп } m} \cdot q_{\text{вн}} + q_{\text{пм}} \cdot T_r; \quad (6.52)$$

$$H_{ir} = H_{0irn} W_{\text{н } irn} + H_{0irm} W_{\text{н } irm}.$$

Інтегральні показники функціональної надійності мережі загалом визначають за формулами

$$W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n \sum_{r=1}^3 W_{\text{н } ir}; \quad H = \sum_{i=1}^n \sum_{r=1}^3 H_{ir}. \quad (6.53)$$

**Наближений аналіз функціональної надійності складних схем електричних мереж.** Загальним методом аналізу функціональної надійності складних схем ЕМ є метод простору станів. За цим методом для кожного  $s$ -го стану мережі розраховують її частковий режим, зумовлений вимиканнями елементів. При цьому деякі споживачі втрачуть живлення, а деякі інші будуть примусово обмежені в електропостачанні, щоб усунути перевантаження окремих ділянок мережі або недопустиме зниження напруги в окремих вузлах.

Недовідпущену споживачам електроенергію, зумовлену перервами електропостачання, розраховують методами аналізу структурної надійності. Тому нижче проаналізуємо тільки особливості визначення недовідпущеної споживачам електроенергії внаслідок обмежень електропостачання.

Розрахувавши  $s$ -й частковий режим  $r$ -го періоду року (рис. 6.14) та виявивши наявність перевантажень або недопустимих знижень напруги, можна встановити, на яку величину  $P_{hsrj}$  потрібно знизити потужність кожного  $j$ -го споживача, щоб у мережі встановився допустимий режим. За значеннями недовідпущених потужностей  $P_{hsrj}$  можна встановити для кожного  $s$ -го стану мережі річну недовідпущену електроенергію кожному  $j$ -му споживачеві  $W_{hsj}$  та сумарну по мережі  $W_{hs}$ ,

$$W_{hsj} = \sum_{r=1}^3 P_{hsrj} T_r p_s; \quad W_{hs} = \sum_{j=1}^m W_{hsj}, \quad (6.54)$$

де  $p_s$  – імовірність виникнення  $s$ -го стану.

Перехід від  $s$ -го стану до повної сукупності станів мережі зручно здійснити, використовуючи алгоритм методу прямого обчислення показників структурної надійності (п. 6.4). Перебір станів мережі, зумовлених відмовою одного елемента  $s \in x \quad x=1, 2, \dots, n+m$ , дає змогу розрахувати недовідпущену електроенергію для цього виду відмов

$$W_{n1j} = \sum_x W_{xj}; \quad W_{n1} = \sum_{j=1}^m W_{n1j}. \quad (6.55)$$

Аналогічно розраховують недовідпущену електроенергію для випадків суміщення відмов двох  $x, y$  та трьох  $x, y, z$  елементів

$$W_{n2j} = \sum_{xy} W_{x y j}; \quad W_{n2} = \sum_{j=1}^m W_{n2j}; \quad W_{n3j} = \sum_{xyz} W_{x y z j}; \quad W_{n3} = \sum_{j=1}^m W_{n3j}. \quad (6.56)$$

У підсумку недовідпущену електроенергію внаслідок обмежень електропостачання  $j$ -го споживача  $W_{nj}$  та загалом у мережі  $W_n$  розраховують як

$$W_{nj} = W_{n1j} + W_{n2j} + W_{n3j}; \quad W_n = W_{n1} + W_{n2} + W_{n3}. \quad (6.57)$$

Отже, аналіз функціональної надійності складних схем ЕМ в алгоритмічному плані доволі простий, проте необхідність аналізу режиму в кожному враховуваному стані значно ускладнює його практичну реалізацію. Очевидно, що розрахунки недовідпущеної споживачам електроенергії внаслідок перерв та обмежень електропостачання доцільно сумістити.

### **6.6. Непараметричне оцінювання надійності електричних мереж та систем електропостачання**

Оцінювання надійності систем електропостачання за допомогою числових параметрів, тобто значень потоку відмов, середнього напрацювання до відмови, коефіцієнта готовності та інших, має низку недоліків. Зокрема, для параметричного оцінювання надійності схем електропостачання потрібно знати параметри надійності елементів схеми. Достатньо широкий довірчий інтервал для оцінювання надійності елементів забезпечує не дуже високу точність оцінювання надійності системи електропостачання, що, своєю чергою, не дає змоги розрізняти варіанти, які мають високу надійність. Отже, параметричне оцінювання не враховує ступеня значущості різних споживачів у системі електропостачання та не дає змоги впливати на розрахунок надійності електричної мережі.

*Непараметричне оцінювання (НО) надійності схем електропостачання*, на відміну від параметричного, дає змогу для кожної схеми електропостачання визначити безрозмірний параметр НО залежно від кількості елементів та схеми їх з'єднання.

Алгоритм визначення НО побудований на підставі низки аксіом та пристосований розрізняти схеми за надійністю у разі рівнонадійних та абсолютно надійних елементів.

Розподільні електричні мережі мають складну конфігурацію та структуру. Параметричні оцінки надійності різних схем електропостачання споживачів для таких електричних мереж дуже близькі за значенням (різниця не перевищує похибки). Непараметричне оцінювання передусім використовують для розподільних електричних мереж та схем електропостачання.

Розглянемо основні аксіоми визначення НО:

1. Параметр НО схеми електропостачання кожного споживача визначається згідно з розрахунковою схемою з'єднання елементів мережі відносно цього споживача. Чим надійніша схема, тим більше значення НО.

2. Якщо розрахункова схема містить один елемент, то НО такої схеми дорівнює НО цього елемента.

3. У разі послідовного з'єднання елементів розрахункової схеми НО ділянки зменшується обернено пропорційно до кількості елементів. Наприклад, якщо НО кожного з послідовних елементів схеми дорівнює одиниці, то для двох послідовно з'єднаних елементів  $НО = \frac{1}{2}$ , для трьох –  $НО = \frac{1}{3}$  і так далі; Якщо  $n$  послідовно з'єднаних елементів мають різні значення НО, то для всієї ланки (рис. 6.15):

$$НО = \left[ \sum_{i=1}^n (НО_i)^{-1} \right]^{-1}. \quad (6.58)$$

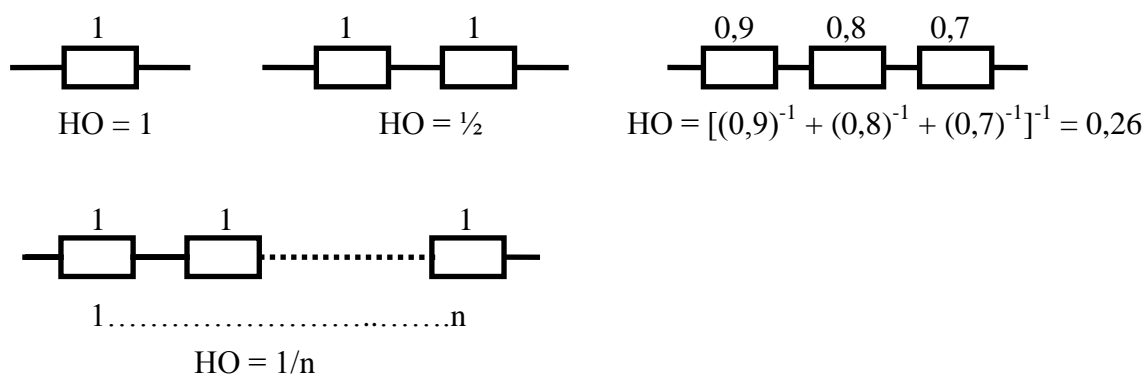


Рис. 6.15. Визначення НО для схеми, що складається з одного елемента чи декількох послідовно з'єднаних елементів

4. У разі паралельного з'єднання елементів НО еквівалентної схеми дорівнює сумі НО всіх елементів (рис. 6.16), тобто аналогічно обчисленню суми провідностей електричного кола:

$$НО = \sum_{i=1}^m НО_i. \quad (6.59)$$

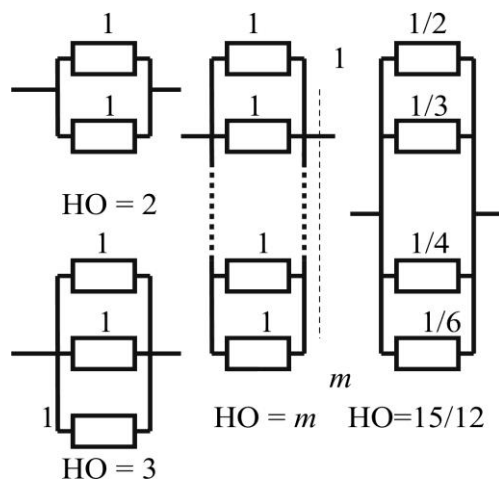


Рис. 6.16. Визначення НО для схеми, що складається з паралельно з'єднаних елементів

5. У разі паралельного з'єднання  $m$  ділянок, кожна з яких, своєю чергою, складається з декількох послідовних елементів (рис. 6.17), НО еквівалентної схеми розраховують відповідно до аксіом 3 та 4.

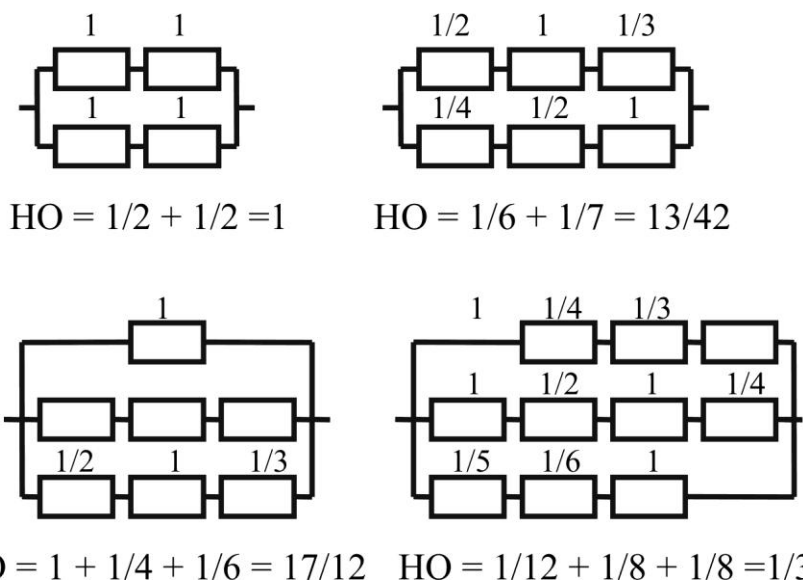


Рис. 6.17. Визначення НО для схеми, що складається з паралельних ділянок

6. У разі послідовного з'єднання декількох елементів з групою паралельно з'єднаних елементів, НО знаходять аналогічно до визначення провідностей електричного кола (рис. 6.18):

$$\text{НО} = \left[ \sum_{i=1}^n \text{НО}_i^{-1} + \left( \sum_{j=1}^m \text{НО}_j \right)^{-1} \right]^{-1}. \quad (6.60)$$



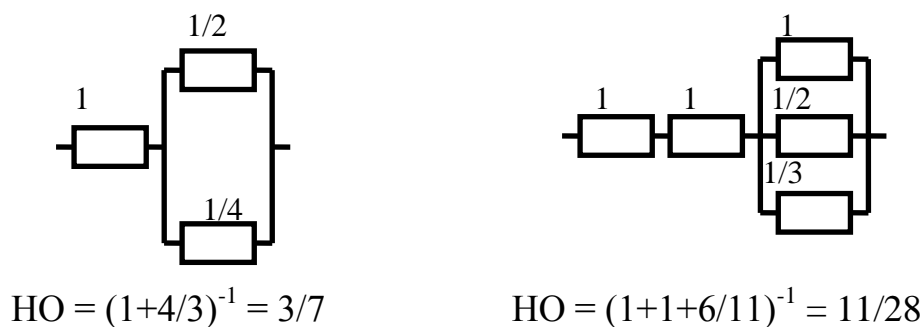


Рис. 6.18. Визначення НО для схеми, що складається з паралельно-послідовно з'єднаних елементів

7. У разі, якщо паралельні ланки з'єднано абсолютно надійними перемичками, НО обчислюють відповідно до аксіом 3 та 4 з урахуванням коефіцієнта  $\frac{p}{n_{\text{сер}}}$ , де  $p$  – кількість перемичок, а  $n_{\text{сер}}$  – середня кількість елементів у паралельних ланках (рис. 6.19);

$$HO = \sum_{j=1}^m HO_j + \frac{p}{n_{\text{сер}}}; \quad (6.61)$$

$$n_{\text{сер}} = \left(\frac{1}{n}\right) \sum_{i=1}^n n_i. \quad (6.62)$$

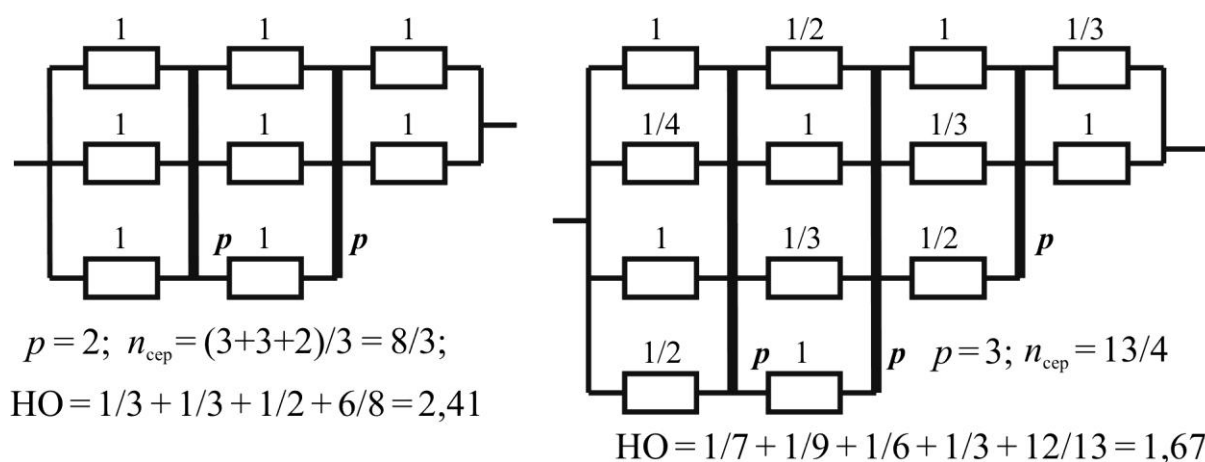


Рис. 6.19. Визначення НО для схеми, що складається з паралельних груп рівнонадійних елементів

**Приклад 6.5.** Визначити НО для системи електропостачання, схему якої наведено на рис. 6.20.

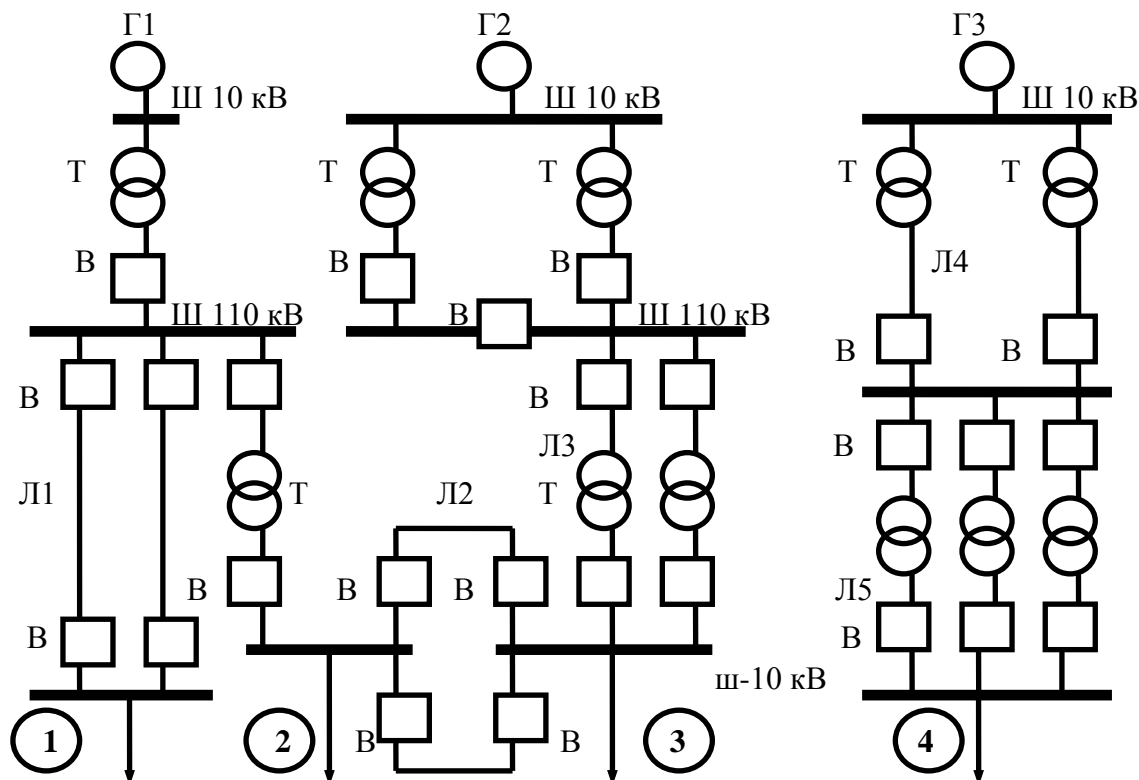


Рис. 6.20. Фрагменти схем електропостачання

*Розв'язання.* Відповідно до рис. 6.20 за  $Л1 = 2$ ;  $Л2 = 1$ ;  $Л3 = 2$ ;  $Л4 = 3$  та  $Л5 = 1$  складемо еквівалентні розрахункові схеми (рис. 6.21).

Визначаємо НО для складених схем електропостачання споживачів у точках 1, 2, 3 та 4 з урахуванням того, що показник НО для генераторів  $\Gamma$  та вимикачів  $В$  прийнято таким, що дорівнює 1, а показник НО для трансформаторів  $Т$  та ліній  $Л$  прийнято таким, що дорівнює 0,75.

$$НО_1 = [(2(1 + (0,75)^{-1} + 1)^{-1})^{-1} + 1 + (0,75)^{-1} + 1]^{-1} = 0,2.$$

Параметр  $НО_2$  визначатимемо послідовно. Спочатку визначимо  $НО_H$  нижньої ділянки (за винятком генератора  $\Gamma 2$ ):

$$НО_H = [1 + (0,75)^{-1} + 1 + [2(1 + (0,75)^{-1} + (0,75)^{-1} + 1)^{-1}]^{-1} + \\ + ((1 + 1 + (0,75)^{-1})^{-1} + (1 + (0,75)^{-1})^{-1})^{-1}]^{-1} = 0,142.$$

Визначаємо  $НО_B$  верхньої (з урахуванням  $\Gamma 1$ ) ділянки:

$$НО_B = [1 + (0,75)^{-1} + 1 + 1 + (0,75)^{-1} + 1]^{-1} = 0,15;$$

Визначаємо сукупне значення  $HO_2$  як паралельне з'єднання верхньої та нижньої (з урахуванням  $\Gamma_2$ ) ділянок:

$$HO_2 = 0,15 + [(0,142)^{-1} + 1]^{-1} = 0,274.$$

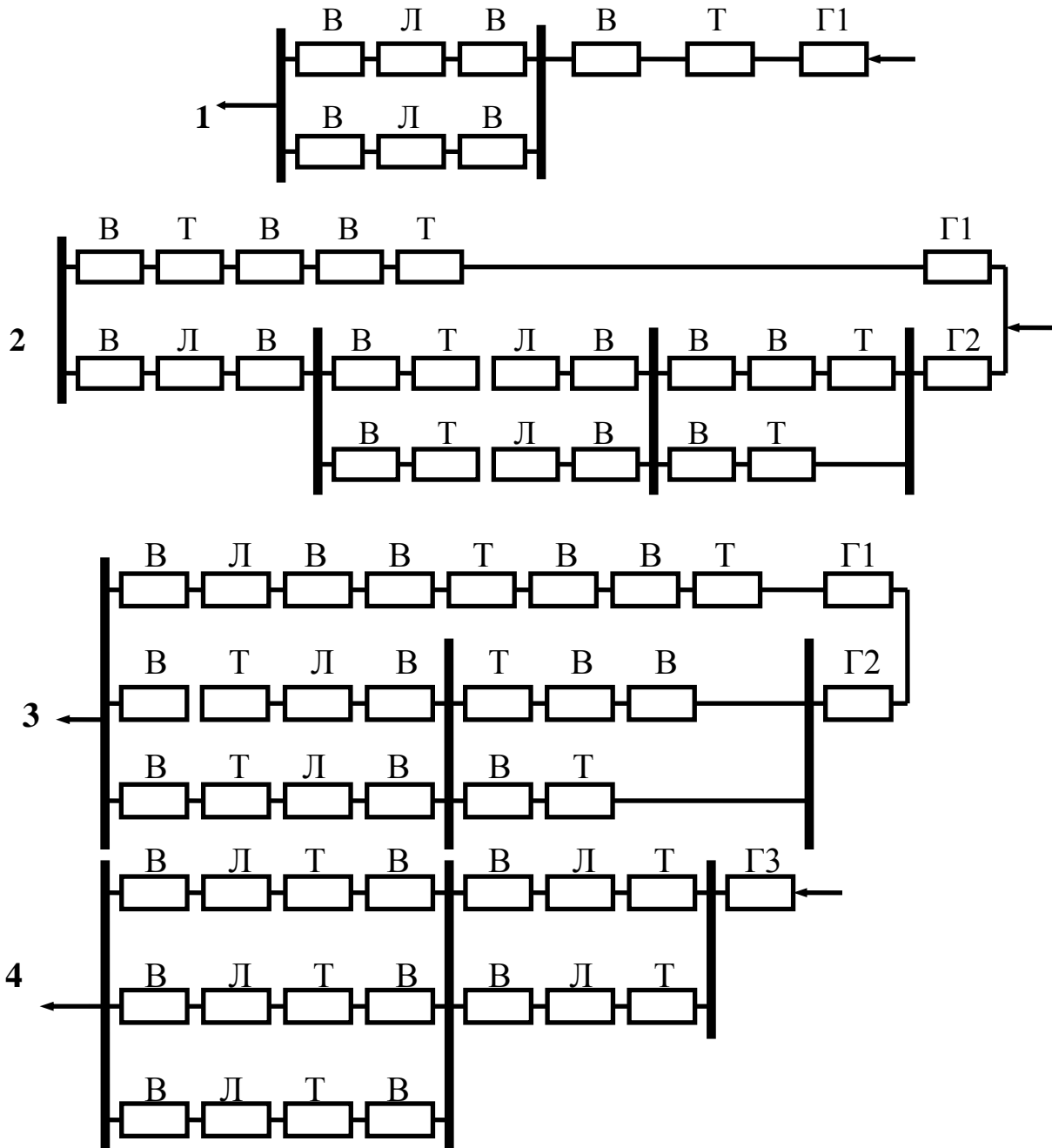


Рис. 6.21. Еквівалентні розрахункові схеми

Аналогічно обчислюємо параметр  $HO_3$ :

$HO_H$  нижньої ділянки:

$$HO_H = [(2(1 + (0,75)^{-1} + (0,75)^{-1} + 1)^{-1})^{-1} + \\ + ((1 + 1 + (0,75)^{-1})^{-1} + (1 + (0,75)^{-1})^{-1})^{-1}]^{-1} = 0,27;$$

НО<sub>в</sub> верхньої ділянки:

$$\text{НО}_в = [1 + (0,75)^{-1} + 1 + 1 + (0,75)^{-1} + 1 + 1 + (0,75)^{-1} + 1]^{-1} = 0,1;$$

Сукупне значення НО<sub>3</sub> ділянок:

$$\text{НО}_3 = 0,1 + [(0,274)^{-1} + 1]^{-1} = 0,315.$$

Розраховуємо параметр НО<sub>4</sub> як послідовне з'єднання ділянок, які, своєю чергою, складаються з декількох паралельних ланок:

$$\begin{aligned} \text{НО}_4 = & [1 + (0,75)^{-1} + (0,75)^{-1} + \\ & + 1 + [3(1 + (0,75)^{-1} + (0,75)^{-1})^{-1} + 1]^{-1} + 1]^{-1} = 0,145. \end{aligned}$$

Отже, найбільш надійною схемою є така, яка має вище значення НО, тобто схема, для якої НО<sub>4</sub> = 0,315. Загалом вищу НО матиме схема, у якій найбільше паралельних і найменше послідовних з'єднань елементів.

### **6.7. Забезпечення надійності електричних мереж на стадії проектування**

Під час проектування ЕМ розробляють їх схеми, здатні забезпечувати надійні структурні зв'язки споживачів з джерелами живлення, а також формують ефективні системи керування режимами.

**Загальний підхід до створення надійних схем електричних мереж.** Схеми ЕМ розробляють на перспективу 5–10 років. При цьому визначають місця розташування ПС, утворюють надійні зв'язки між ними та джерелами живлення ЕЕС, вибирають схеми головних з'єднань ПС.

Щоб забезпечити необхідний рівень надійності електропостачання споживачів, вибирають схеми з достатньою кількістю зв'язків між ними та джерелами живлення, тобто з достатньою кількістю каналів передавання електроенергії. Мінімальна кількість зв'язків регламентується категоріями споживачів мережі. Так, споживачі першої категорії повинні отримувати живлення не менше ніж від двох незалежних джерел.

Надійність схеми ЕМ визначається не тільки кількістю каналів передавання електроенергії, а й віддаленістю джерел живлення від споживачів. Наприклад, надійність схеми рис. 6.22, *а* приблизно удвічі нижча порівняно з надійністю схеми рис. 6.22, *б*, хоча кількість каналів передавання енергії в них однакова.

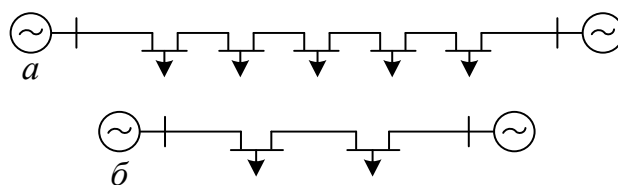


Рис. 6.22. Однотипні схеми з різним ступенем надійності

Розроблення схеми ЕМ з необхідним рівнем надійності передбачає всебічний аналіз умов електропостачання споживачів для мінімально необхідної кількості зв'язків з подальшим посиленням структури мережі.

Надійність схеми рис. 5.1, наприклад, відносно низька. У ній часто виникають перерви в електропостачанні споживачів (проаналізовано в п. 6.1), а під час вимикання лінії  $W_2$  та приєднаних до неї елементів ПС<sub>3</sub> може спостерігатися глибоке обмеження живлення споживачів  $H_3$  і  $H_4$ . Надійність цієї схеми можна істотно підвищити, якщо між джерелом живлення та ПС<sub>2</sub> спорудити ЛЕП  $W_6$  (рис. 6.23).

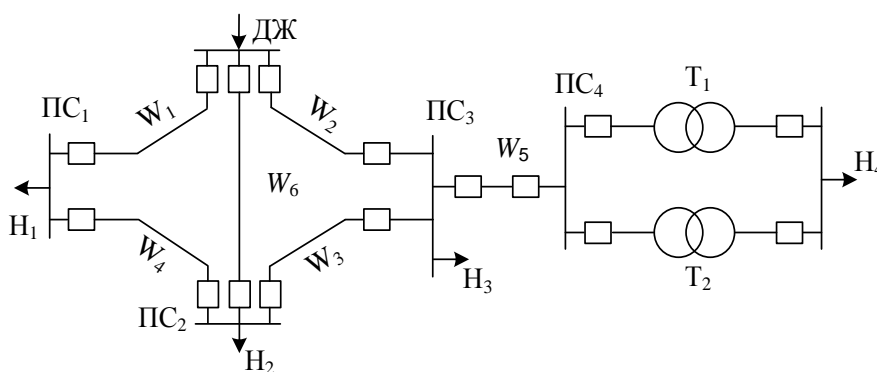


Рис. 6.23. Варіант посилення схеми мережі

За новою схемою жоден споживач не буде обмежуватися у живленні за відмови будь-якого елемента мережі. Втрата електропостачання всіма споживачами настає лише в разі відмови джерела живлення або трьох елементів мережі, що малоймовірно. Істотно поліпшуються умови електропостачання кожного споживача. Якщо у вихідній схемі (рис. 6.1) споживач  $H_1$ , наприклад, втрачає живлення, коли збігаються відмови  $W_1W_4$ ,  $W_1ПС_2$ ,  $W_1W_3$ ,  $W_1ПС_3$ ,  $W_1W_2$ , то за новою схемою (рис. 6.23) він втрачає живлення лише коли збігаються відмови  $W_1W_4$ ,  $W_1ПС_2$ . Споживач  $H_2$  за новою схемою живлення практично не втрачає. Мало змінилися умови електропостачання тільки споживача  $H_4$ . Якщо він відповідальний, то доцільно дублювати лінію  $W_5$ .

Детальний аналіз кожної конкретної схеми завжди показує, як потрібно посилити її структуру, щоб досягти бажаного ефекту підвищення надійності. Такий аналіз зручно виконувати шляхом побудови для кожного зі споживачів ЕМ еквівалентної паралельно-послідовної схеми. Якщо виявиться, що декілька споживачів мають спільні малоелементні перерізи, то можна істотно підвищити надійність схеми загалом, утворивши додатковий канал передавання енергії, який шунтує виявлені спільні малоелементні перерізи.

До найпростіших способів підвищення надійності схем ЕМ належать: дублювання ліній чи трансформаторів, утворення замкнутих кілець, хордування кілець, спорудження перемичок між кільцями, утворення додаткових контурів, секціонування ділянок мережі, секціонування систем шин, встановлення пристроїв АВР (якщо за умовами режиму роботи схема мережі повинна бути розімкненою).

**Забезпечення надійності розподільних мереж.** Вигідним для розподільних мереж режимом з погляду забезпечення нормальної роботи комутаційної апаратури, релейного захисту, якості електроенергії та мінімуму її втрат є режим розімкненого (одноканального) живлення. Водночас для підвищення надійності електропостачання споживачів необхідно забезпечити їх живлення від двох джерел. Одночасно ці дві умови виконуються під час приєднання ліній мережі до різних центрів живлення та створення в них так званих нормальних розрізів (рис. 6.24).

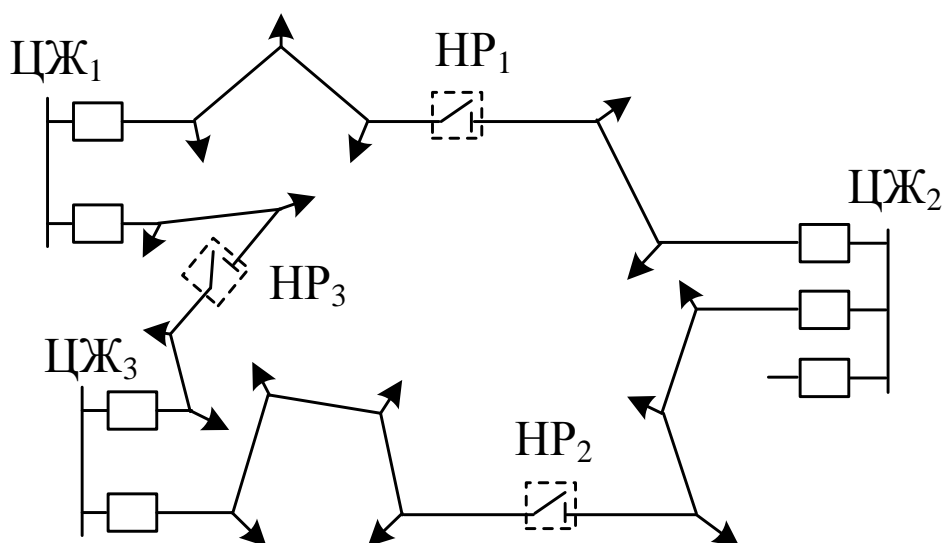


Рис. 6.24. Нормальні розрізи в розподільних мережах 6–10 кВ

У місцях нормальних розрізів встановлюють комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі), які, будучи нормально вимкненими, забезпечують режим розімкнутого живлення, а в разі відмови основного джерела перемикають споживачів на резервне. За наявності вимикача та пристрою АВР перемикавання виконується автоматично, а за встановлення тільки роз'єднувача – виїзною оперативною бригадою.

Місця нормальних розрізів вибирають з умови забезпечення максимальної надійності електропостачання споживачів, мінімуму втрат електроенергії та мінімальних відхилень напруги на електроприймачах. Цим умовам переважно відповідає розміщення нормального розрізу в точці поточкорозподілу. За наявності споживачів з більшими порівняно з іншими споживачами збитками від порушень електропостачання ділянка мережі, від якої живляться такі споживачі, має бути коротшою від визначеної за поточкорозподілом.

У розподільних мережах 6–10 кВ для підвищення надійності електропостачання споживачів виконують автоматичне та неавтоматичне секціонування, яке полягає у поділі ліній мережі на ділянки за допомогою комутаційних апаратів. Таке секціонування зменшує кількість вимикань споживачів під час планових ремонтів і під час пошкоджень на лініях, оскільки дає змогу ізолювати невелику частину мережі (рис. 6.25), забезпечивши живлення решти споживачів від власного ЦЖ<sub>1</sub> та від суміжного ЦЖ<sub>2</sub> після вмикання вимикача нормального розрізу.

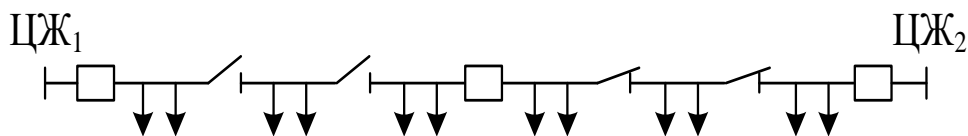


Рис. 6.25. Секціонування розподільної мережі 6–10 кВ

Автоматичне секціонування виконують комутаційними апаратами, обладнаними приводами (вимикачі, вимикачі навантаження, відокремлювачі) та пристроями автоматики, що діють на зміну положення апаратів під напругою чи у безструмову паузу. Неавтоматичне секціонування виконують за допомогою роз'єднувачів і вимикачів навантаження, які не мають пристроїв для автоматичного вимикання.



На рис. 6.26 зображено базову схему сільських розподільних мереж напругою 35–110/6–10 кВ, у якій реалізовано описані вище принципи побудови мережі і яка відзначається високими показниками економічності та надійності електропостачання споживачів.

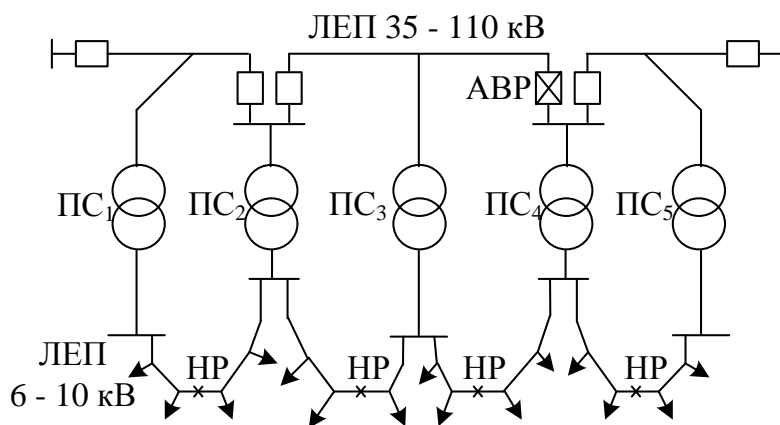


Рис. 6.26. Базова схема розподільних мереж 35–110/6–10 кВ

Мережа 35–110 кВ цієї схеми має нормальний розріз (НР) з АВР і живиться від двох вузлових (районних) ПС ЕЕС. До ліній 35–110 кВ приєднують понижувальні транзитні ПС (ПС<sub>2</sub>, ПС<sub>4</sub>) та ПС на відгалуженнях (ПС<sub>1</sub>, ПС<sub>3</sub>, ПС<sub>5</sub>). Кожна пара шин 6–10 кВ має незалежне живлення, оскільки вихід з ладу будь-якої ділянки лінії 35–110 кВ чи трансформаторів будь-якої ПС призводить до знеструмлення лише однієї системи шин 6–10 кВ, а споживачі, що живляться від цієї системи шин у нормальному режимі, тепер отримують живлення від шин сусідніх ПС. Лінії 6–10 кВ секціоновані. Усі ПС можуть виконуватися як одно-, так і двотрансформаторними.

**Формування ефективних систем керування режимами.** Роль систем оперативного й автоматичного керування режимами у забезпеченні надійності ЕЕС висвітлено вище. Керування режимами живильних та розподільних мереж виконують на нижніх рівнях АСДУ, тому системи керування режимами мають тут дещо вужчий спектр функцій.

Для ЕМ важливо уникати перевантажень ЛЕП та устаткування ПС у нормальних умовах роботи, забезпечувати ефективну роботу систем РЗА під час пошкоджень та аварій у мережі, активно запобігати розвитку аварій, що супроводжуються каскадними перевантаженнями елементів мережі, забезпечувати надійне керування післяаварійними режимами з метою мінімізації збитків споживачів, швидко і точно визначати місце пошкодження на ЛЕП.

Систему керування режимами ЕМ розробляють на стадії проектування разом з розробленням схеми мережі. Насамперед вибирають засоби РЗА, важливе місце у складі яких займають пристрої АПВ й АВР. Мережі оснащують необхідними апаратами керування і телемеханізують. Розподільні мережі 35–110 кВ оснащують пристроями автоматики, які дають змогу автоматично вимикати пошкоджені ділянки ЛЕП та ПС і вмикати резервне живлення, а також дистанційно керувати режимами роботи мережі.

До нових умов у змінній схемі ЕМ пристосовують технічні засоби АСДУ, які містять: засоби виявлення місця пошкодження (апаратура фіксації та обробки інформації про пошкодження); засоби збирання, передавання та обробки інформації про режими і схему мережі (системи приймання та передавання інформації диспетчерських пунктів, обчислювальна техніка); засоби прийняття рішень під час керування післяаварійними режимами (засоби обчислювальної техніки та відображення інформації).

На стадії проектування ЕМ інколи докорінно переглядають всю структуру та технічну базу системи керування режимами та впроваджують ефективніші від наявних засоби керування. Найчастіше такі зміни зумовлені надходженням у промислове використання нової обчислювальної техніки, а також зміною елементної бази пристроїв автоматики. Впроваджувані нові системи РЗА і АСДК повинні відповідати новому рівневі вимог щодо керування режимами та забезпечувати підвищення ступеня надійності й економічності ЕМ.

### **6.8. Забезпечення надійності електричних мереж в умовах експлуатації**

Надійна робота функціонуючих ЕМ забезпечується раціональним керуванням режимами та ефективними організаційно-технічними заходами з технічної експлуатації.

**Забезпечення надійності роботи електричних мереж під час керування режимами.** У процесі керування режимами робота щодо запобігання порушенням в електропостачанні споживачів починається на етапі планування режимів. Найважливішим питанням цього етапу з погляду забезпечення надійності ЕМ є розроблення нормальних і ремонтних оперативних схем. Ці схеми повинні забезпечувати:

- достатню кількість зв'язків між споживачами та джерелами живлення;
- відповідність струмів КЗ допустимим для устаткування ПС значенням;
- можливість локалізації аварій з найменшими за обсягом вимиканнями споживачів.

Нормальна оперативна схема для максимального режиму навантажень містить практично всі елементи мережі за винятком резервних. У мінімальному режимі навантажень, з метою нормалізації рівнів напруг або зниження втрат електроенергії в ЕМ частина ЛЕП та устаткування ПС може виводитися з роботи. Послаблення структури мережі при цьому не повинно призводити до зниження надійності електропостачання споживачів. Вимикання будь-якого з елементів мережі повинно обґрунтовуватися.

Особливу увагу звертають на забезпечення надійності під час розроблення ремонтних схем. У практиці експлуатації відомі випадки відмов ЛЕП та устаткування ПС у ремонтних режимах мережі, що супроводжувалися значними недовідпусками електроенергії. Спостерігалися також повні знеструмлення ПС. Тому згідно з планами капітальних ремонтів і капітального будівництва на початку кожного календарного року основні служби ПЕМ розглядають передбачувані ремонтні схеми та розробляють організаційно-технічні заходи щодо їх посилення.

Під час розроблення ремонтної схеми обов'язково аналізують аварійні режими, які можуть у ній виникати внаслідок ослаблення структури мережі. Аналіз прогностичних аварійних режимів оформляється документально у вигляді конкретних оперативних заходів, яких повинен вжити диспетчер у разі виникнення аварії, щоб ліквідувати її оптимально. Враховуючи те, що аналізуються найімовірніші режими, розробляти такі документи надзвичайно важливо для оперативної роботи диспетчера.

Питання забезпечення надійності ЕМ розглядають і на часовому рівні оперативного керування. Під час оперативного керування нормальними режимами ЕМ необхідно неперервно підтримувати параметри режиму в області їх допустимих значень. Струми в елементах мережі не повинні перевищувати допустимих значень з умов термічної стійкості проводів ЛЕП та устаткування ПС; напруги у вузлах мережі не повинні перевищувати значень, допустимих за умов роботи ізоляції, і не повинні бути нижчими від значень, допустимих за умов роботи електроприймачів. Допустимість параметрів режиму ефективно контролюється за допомогою технічних засобів ОІК.

У нормальному режимі до несення навантаження, а також до тимчасових допустимих перевантажень повинні бути готові всі елементи мережі, і зокрема резервні. Тому все резервне устаткування, а також автоматичні пристрої, які вводять його в роботу, потрібно періодично перевіряти й опробувувати.

У процесі ліквідації аварій в ЕМ оперативно-диспетчерський персонал повинен запобігати їх розвитку, усувати небезпеку для життя людей та руйнування устаткування, відновлювати у найкоротші терміни живлення споживачів, створювати в післяаварійних режимах надійні схеми електропостачання.

Усі ці дії персоналу безпосередньо пов'язані із забезпеченням надійності роботи ЕМ і є успішними лише в ефективній системі оперативно-диспетчерського керування, яка передбачає:

- чітку організацію роботи персоналу під час ліквідації аварій;
- сувору регламентованість дій персоналу згідно з чинними документами;
- достатню оснащеність диспетчерських пунктів необхідними технічними засобами;
- високу кваліфікацію та виробничу дисципліну всього оперативно-диспетчерського персоналу.

Ліквідація аварій вимагає централізованого керівництва, безумовного виконання розпоряджень керівника підпорядкованим оперативним персоналом, чіткого розподілу функцій між оперативним персоналом усіх ступенів управління, негайного інформування керівника про виконані операції та роботу систем автоматики. Такі організаційні вимоги сприяють узгодженості дій персоналу, зменшенню кількості помилкових рішень та дій, пришвидшенню процесу ліквідації аварії і, як наслідок, зменшенню заподіяних збитків.

Дії оперативного персоналу під час ліквідації аварії повинні бути суворо регламентовані Правилами техніки безпеки, Правилами технічної експлуатації, Правилами улаштування електроустановок, приписами місцевих інструкцій. Така регламентація разом з набутими знаннями, виробничим досвідом та дисципліною забезпечує безпомилковість дій та високу ефективність роботи персоналу.

Технічна оснащеність диспетчерських пунктів засобами зв'язку та відображення інформації, телемеханіки та обчислювальної техніки повинна бути такого рівня, щоб забезпечити повну інформаційну обізнаність персоналу з ходом ліквідації аварії, поточним станом мережі та проаналізованими ЕОМ можливостями впливу на неї.

Кваліфікація та виробнича дисципліна оперативно-диспетчерського персоналу значною мірою впливають на роботу ЕМ, на її надійність. Диспетчери усіх рівнів повинні володіти сучасними методами керування режимами, досконало знати схему ЕМ, широко використовувати обчислювальну техніку у своїй практичній роботі. Оперативний персонал повинен мати теоретичні знання та практичні навички оперативних перемикачів.

Помилки під час ліквідації аварій мають важкі наслідки. Тому черговий оперативно-диспетчерський персонал кожного разу повинен детально аналізувати аварійну ситуацію, концентрувати увагу на вузлових вирішальних ознаках обстановки, приймати обґрунтовані рішення та реалізовувати їх у практичних діях. Одне з важливих умінь диспетчера – складання плану дій та його цілеспрямоване втілення.

Особливо важкими є наслідки, коли під час ліквідації аварії персонал порушує оперативну дисципліну, помиляється у принципових рішеннях, допускає бездіяльність чи нерішучість. Під час складних аварій за відсутності достатньої кваліфікації персонал часто впадає у паніку і замість побудови розумного плану дій на основі аналізу аварійної ситуації пробує вгадати поведінку системи, а потім втрачає самовладання, допускаючи саморозвиток аварії.

**Експлуатаційні організаційно-технічні заходи щодо підвищення надійності електричних мереж.** Усю сукупність заходів, які розробляють і впроваджують по лінії технічної експлуатації для підвищення надійності ЕМ, можна розділити на такі напрями:

- ефективна організація ремонтно-експлуатаційного обслуговування;
- проведення ремонтів повітряних ЛЕП під напругою;
- впровадження передових методів контролю за технічним станом електроустановок та сучасних технологій під час виконання ремонтних робіт;
- організація робіт з метою захисту елементів мережі від несприятливих зовнішніх діянь.

Розробляючи організаційно-технічні заходи щодо підвищення надійності ЕМ, персонал особливу увагу повинен приділити організації системи технічного обслуговування та ремонтів. Для ЛЕП та устаткування ПС повинні бути встановлені терміни профілактичних та спеціальних випробувань і вимірювань, діагностування, а також поточних і капітальних ремонтів.

Для елементів мережі, в яких відбуваються деградаційні процеси, необхідно передбачати контрольні заходи. Відсутність систематичного контролю за станом дерев'яних опор, трас ліній на лісових ділянках, ізоляції в районах забруднення може призводити до масових відмов. Терміни ремонтно-експлуатаційного обслуговування необхідно коригувати з урахуванням реального технічного стану елементів мережі.

Ремонтні роботи на повітряних ЛЕП під напругою істотно підвищують надійність ЕМ, бо не вимагають вимикання ліній, тобто не послаблюють структури мережі на час проведення ремонту. Вони особливо ефективні для ЛЕП напругою 35–750 кВ. Такі роботи виконують у підприємствах електричних мереж, що мають підготовлених інженерів та електромонтерів, забезпечені необхідними інструктивними матеріалами, оснащені необхідними пристроями та пристосуваннями.

Роботи під напругою проводяться після узгодження та під контролем диспетчерської служби енергосистеми. Між диспетчером і керівником робіт на лінії повинен існувати надійний зв'язок. На вимогу керівника робіт диспетчер повинен вимикати лінію без затримок.

На повітряних ЛЕП 35–750 кВ під напругою виконуються роботи, пов'язані насамперед з ремонтом проводів та ізолювальних підвісок. Технологія виконання робіт, використовуване допоміжне устаткування для ліній різних номінальних напруг різні. Кожен вид робіт вимагає розроблення та чіткої реалізації технологічної схеми, яка забезпечує ефективність та безпеку виконання робіт.

Використовувані методи контролю технічного стану електроустановок ЕМ не завжди ефективні. Необхідно ширше впроваджувати методи швидкого, точного та комплексного контролю стану електроустановок. Цим вимогам відповідає, наприклад, контроль трансформаторної оливи за допомогою хроматографічної установки. Хроматографічний контроль дає змогу виявити необхідність заміни оливи, прогнозувати стан ізоляції трансформатора, виявляти у ньому дефекти, визначати терміни ремонтів.

Іншим ефективним методом контролю за технічним станом електроустановок ЕМ без їх вимикання є обстеження областей підвищеної температури за допомогою приладів, що фіксують теплове випромінювання: тепловізорів, пірометрів.



Цими приладами контролюють нагрівання контактних з'єднань проводів ЛЕП та розподільних установок ПС, контактів комутаційних апаратів, стан деталей всередині електроустановок. Розроблено апаратуру, яка встановлюється на гелікоптерах і дає змогу обстежувати теплове випромінювання всієї лінії під час її обльоту. Зафіксовані місця підвищень температури показують, де розташовано дефектні з'єднувачі, що підлягають заміні під час найближчого капітального ремонту ЛЕП.

Впровадження нової технології ремонтних робіт необхідне для збільшення тривалості міжремонтних періодів. У цьому плані виправдала себе технологія зварних з'єднань і технологія опресування з'єднувальних і натяжних затискачів на проводах повітряних ліній з використанням енергії вибуху. Ця технологія давно прийшла на зміну болтовим з'єднанням, але досі залишається яскравим прикладом підвищення ефективності робіт. Болтові затискачі вимагають перевірки стану через кожні 6 років, проведення якої на лініях надзвичайно трудомістке. З'єднання ж, виконані за допомогою вибуху чи зварювання, довговічні і не вимагають експлуатаційних витрат.

Відмовляють елементи ЕМ часто через несприятливі зовнішні впливи. До них належать: стихійні явища (вітер, гроза, ожеледь, лісові пожежі, весняні повені); пошкодження ЛЕП механізмами, людьми, тваринами; забруднення ізоляції промисловими викидами, птахами тощо. Надійність мереж підвищується, якщо персонал, що обслуговує ЕМ, знаходить способи боротьби з цими явищами, вживає попереджувальні організаційно-технічні заходи.

Передбачаючи можливість виникнення несприятливих умов (за прогнозами погоди, на основі оцінки ситуації), необхідно провести підготовчі захисні роботи: прискорити заміну опор і проводів, що втратили запаси механічної міцності; зміцнити насипи фундаментів опор; посилити ослаблену ізоляцію; прочистити траси ліній у лісових масивах тощо.

З метою зменшення числа пошкоджень елементів мереж населенням і механізмами необхідно в періоди зростання інтенсивності робіт у районах трас ЛЕП публікувати попередження в місцевій пресі, організовувати передачі по місцевому радіо, спеціально повідомляти керівників господарств і транспортних підприємств.



### 6.9. Оптимізаційні задачі надійності електричних мереж

Оптимізувати надійність ЕМ – це означає довести її до такого рівня, переходити за який економічно не вигідно. Загальна задача оптимізації надійності ЕМ розпадається на значну кількість часткових оптимізаційних задач, кожна з яких можна віднести до однієї з таких груп:

- оптимізація надійності схеми мережі;
- оптимізація системи технічного обслуговування та ремонтів (ТОР);
- оптимізація системи керування режимами.

Оптимізації надійності схеми ЕМ досягають вибором такої структури мережі та забезпеченням таких показників надійності її елементів, коли затрати на ці заходи компенсуються зниженням збитків споживачів з максимальним надлишком, тобто коли економічна ефективність мережі стає найвищою.

**Оптимізація структури мережі.** Структуру ЕМ за надійністю оптимізують під час проектування нової мережі, розширення чи реконструкції існуючої. Застосовують спосіб опосередкованої оптимізації, який полягає в такому. Розробляють варіанти схеми мережі, кожен з яких відзначається певним рівнем структурного резервування. Варіанти аналізують за економічністю та надійністю. Варіант, техніко-економічні показники якого найвищі, приймають до реалізації, бо він найефективніший. Надійність схеми мережі в цьому варіанті досягла певного рівня, який треба вважати оптимальним, бо додаткове посилення структури мережі, тобто підвищення її надійності, призведе до зниження економічності.

Під час проектування нової мережі та розширення існуючої економічно вигідний  $i$ -й варіант вибирають, за умови мінімуму зведених витрат (рис. 6.27)

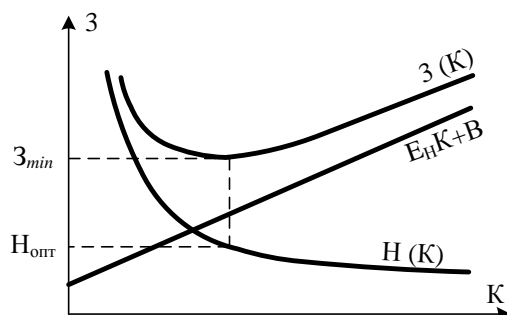


Рис. 6.27. Визначення оптимального рівня надійності мережі

$$Z_i = E_n K_i + B_i + H_i = Z_{\min}, \quad (6.63)$$

де  $K_i$ ,  $B_i$ ,  $H_i$  – капіталовкладення, щорічні експлуатаційні видатки та середньорічні збитки в мережі  $i$ -го варіанта.

Рівень структурного резервування в економічно вигідному варіанті оцінюють величиною збитків  $H_{\text{опт}}$  (рис. 6.27). Він може бути вищим чи нижчим від рівнів структурного резервування в інших варіантах, далеким від бажаного, проте в заданих умовах його слід вважати оптимальним, бо вибраний  $i$ -й варіант має найвищу економічну ефективність.

Під час розроблення проекту реконструкції мережі економічно вигідний варіант вибирається за критерієм максимуму річного економічного ефекту.

Реконструкцію ЕМ можна виконувати для підвищення надійності електропостачання споживачів, збільшення пропускної здатності мережі або зниження втрат електроенергії. Реконструкція зводиться до розроблення та впровадження технічних заходів, пов'язаних зі зміною структури мережі чи параметрів окремих її зв'язків, і супроводжується додатковими капіталовкладеннями.

Річний економічний ефект  $E$  від впровадження технічних заходів щодо підвищення надійності, пов'язаних з додатковими капіталовкладеннями, можна оцінити різницею зведених витрат  $Z_b$  вихідної схеми мережі та остаточних зведених витрат  $Z_o$  схеми, у якій впроваджено розроблюваний захід. Для  $i$ -го варіанта заходу

$$\begin{aligned} E_i = Z_b - Z_{oi} &= E_n K_b + B_b + H_b - E_n K_b + E_n K_{di} + B_b + B_{di} + H_{oi} = \\ &= H_b - H_{oi} - E_n K_{di} + B_{di}, \end{aligned} \quad (6.64)$$

де  $K_b$ ,  $B_b$  – основні фонди мережі та пов'язані з ними видатки на експлуатацію;  $K_{di}$ ,  $B_{di}$  – додаткові капіталовкладення в  $i$ -му варіанті та пов'язані з ними видатки на експлуатацію;  $H_b$ ,  $H_{oi}$  – середньорічні збитки у вихідній мережі та після впровадження  $i$ -го варіанта заходу для підвищення надійності.

Фактичний річний економічний ефект – це різниця між величиною зниження збитків  $H_b - H_{bi}$ , досягнутою впровадженням заходу щодо підвищення надійності, та величиною рознесених по роках терміну окупності витрат  $E_n K_{di} - B_{di}$ , зумовлених додатковими капіталовкладеннями. Оптимальний варіант заходу вибирається з умови максимуму цієї різниці

$$H_b - H_{oi} - E_n K_{di} + B_{di} = E_{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (6.65)$$

Для безальтернативних технічних заходів має витримуватися умова

$$H_v - H_o - E_n K_d + B_d > 0. \quad (6.66)$$

Величина  $H_v - H_o - B_d$  визначає зниження експлуатаційних видатків і дає змогу встановити фактичний термін окупності  $T_{ок.ф}$  додаткових капіталовкладень, який має бути меншим від нормативного

$$T_{ок.ф} = K_d / (H_v - H_o - B_d) < 1/E_n. \quad (6.67)$$

Значення  $T_{ок.ф}$  дає опосередковану оцінку ефективності капіталовкладень і також може бути використане для обґрунтування доцільності чи встановлення черговості впровадження заходів.

Додаткові затрати створюють значний ефект у разі низької надійності електропостачання та практично перестають себе виправдовувати, коли схема мережі має високий ступінь надійності. Якщо для схеми мережі для всіх варіантів її зміни

$$H_v - H_o - E_n K_d + B_d = 0, \quad (6.68)$$

то подальше підвищення надійності недоцільне, бо надійність схеми досягла оптимального рівня. Це означає, що в оптимальній за надійністю схемі мережі рівень структурного резервування такий, за якого додаткові витрати на підвищення надійності зумовлюють однакове за величиною зниження збитків від порушень електропостачання.

За незмінних втрат електроенергії величину  $B_d$  можна подати як  $K_d$  і норму відрахувань на амортизацію  $a\%$  та обслуговування  $o\%$ . Тоді умова (6.68) набуде вигляду

$$H_v - H_o = E_n + a\% + o\% / 100 \cdot K_v - K_o. \quad (6.69)$$

Отже, для оптимальної за надійністю схеми для малих змін у ній

$$\lim_{\Delta K \rightarrow 0} \Delta H / \Delta K = dH/dK = E_n + a\% + o\% / 100. \quad (6.70)$$

**Оптимізація надійності елементів мережі.** Таку задачу розв'язують під час розроблення заходів щодо захисту ЛЕП від зовнішніх та внутрішніх впливів. Обґрунтовують економічну ефективність таких заходів за методикою, що ґрунтується на визначенні річного економічного ефекту або терміну окупності додаткових капіталовкладень. Як приклад розглянемо спосіб підвищення надійності роботи повітряних ЛЕП топленням ожеледі.

Застосування установок топлення ожеледі значно підвищує надійність ЛЕП, знижуючи частоту відмов та істотно зменшуючи кількість тяжких аварій, пов'язаних з численними розривами проводів, з поваленням опор. Застосування установок топлення особливо доцільне в районах інтенсивного ожеледеутворення, а також на лініях, проводи яких під час ожеледі та вітру галопують.

Розтоплювання ожеледі вимагає додаткових витрат на влаштування топлення та на оплату електроенергії, витраченої у процесі топлення. Додаткові капітальні затрати зумовлені збільшенням трансформаторної потужності чи використанням спеціального трансформатора для топлення, встановленням необхідної комутаційної апаратури, перетворювачів, пристроїв компенсації реактивної потужності. Впроваджувати топлення ожеледі доцільно, якщо ці затрати окупуваються зниженням системних збитків від зменшення кількості пошкоджень основних елементів лінії та зниженням збитків споживачів від зменшення кількості аварійних вимикань ЛЕП.

**Оптимізація системи технічного обслуговування і ремонтів.** У системі ТОР виділяють три основні складові, що вимагають значних витрат матеріальних та трудових ресурсів: профілактичні випробування та перевірки технічного стану електроустановок; планово-попереджувальні ремонти; аварійно-відновлювальні ремонти.

Виділені складові взаємопов'язані за затратами. Зниження витрат на контроль стану електроустановок чи на їх планово-попереджувальні ремонти  $B_{\pi}$  призводить до зростання аварійності в мережах і, як наслідок, до збільшення затрат на аварійно-відновлювальні роботи  $B_a$ , до збільшення збитків  $H$  від недовідпуску електроенергії споживачам. Така залежність між витратами дає змогу оптимізувати систему ТОР за умовою мінімуму сумарних витрат

$$B_{\text{тор}} = B_{\pi} + B_a + H \rightarrow \min. \quad (6.71)$$

Оптимізація системи ТОР передбачає розв'язання низки часткових оптимізаційних задач. Розглянемо задачу оптимізації тривалості ремонтного циклу електроустановок.

Основою планування ремонтів є норми періодичності поточних та капітальних ремонтів, які розробляють з урахуванням зміни в часі технічного стану електроустановок. На ці норми впливають терміни досягнення граничного стану швидкозношуваних елементів установок, які, своєю чергою, залежать від бракувальних норм-критеріїв усунення з експлуатації цих елементів.

Ефективність системи планово-попереджувальних ремонтів значною мірою залежить від раціональності річних та багаторічних планів ремонтів, від їх збалансованості за трудовими та матеріальними ресурсами. Проте оптимізувати цю систему неможливо, не враховуючи затрат на аварійно-відновлювальні роботи та збитків споживачів.

Ремонтний цикл оптимізують за критерієм (6.71) з урахуванням зміни параметру потоку (частоти)  $Z$  відмов електроустановок у часі (рис. 6.28). Протягом ремонтного циклу  $T_{\text{ц}}$  параметр потоку (частота) відмов  $Z$  зростає через наявність зношуваних елементів, а після кожного капітального ремонту, тобто з настанням нового ремонтного циклу, відновлює своє початкове значення. За період циклу сумарне значення параметру потоку відмов можна записати у вигляді

$$Z_{\text{ц}} = Z_{\text{с.р}} T_{\text{ц}} A^{BT_{\text{ц}}-C}, \quad (6.72)$$

де  $Z_{\text{с.р}}$  – середньорічний параметр потоку (частота) відмов електроустановки;  $T_{\text{ц}}$  – тривалість циклу, що оптимізується, років;  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – сталі, визначені за даними статистики.

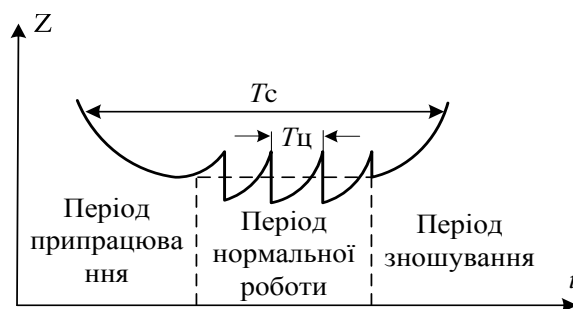


Рис. 6.28. Зміна в часі частоти відмов електроустановки

Сумарні видатки на ТОР за весь термін служби  $T_{\text{с}}$  електроустановки дорівнюють

$$B_{\text{тор}} = z_{\text{п}} T_{\text{с}} / T_{\text{ц}} + z_{\text{а}} + H Z_{\text{с.р}} T_{\text{ц}} A^{BT_{\text{ц}}-C} T_{\text{с}} / T_{\text{ц}}, \quad (6.73)$$

де  $z_{\text{п}}$  – вартість усіх планових робіт за період циклу;  $z_{\text{а}}$  – вартість проведення одного аварійного ремонту;  $H$  – збитки споживачів за одну відмову.

Прирівнюючи до нуля похідну функції  $B_{\text{тор}} = f(T_{\text{ц}})$ , одержимо трансцендентне рівняння

$$z_{\text{а}} + H Z_{\text{с.р}} A^{BT_{\text{ц}}-C} B \cdot \ln(A) = z_{\text{п}} T_{\text{ц}}^{-2}, \quad (6.74)$$

розв'язання якого будь-яким ітераційним методом визначає величину оптимальної тривалості ремонтного циклу.

**Оптимізація системи керування режимами.** Оптимізація системи керування режимами зводиться переважно до впровадження оптимальних у конкретних схемно-режимних умовах ЕМ їх систем протиаварійної та режимної автоматики, а також доцільних технічних засобів оперативно-диспетчерського керування. Системи керування режимами вибирають так, щоб затрати на їх вдосконалення окупувалися вигодою від зменшення кількості аварій та прискорення їх ліквідації.

Оптимізаційні задачі надійності ЕМ розв'язують і в самій системі керування режимами оперативно-диспетчерським персоналом під час ведення режимів. Як приклад, можна навести задачу оптимізації ремонтної схеми.

Умовою оптимальності варіанта ремонтної схеми можна вважати співвідношення

$$H_p - H_v + B_{wp} - B_{wb} \rightarrow \min, \quad (6.75)$$

оскільки порівняно з нормальною вихідною схемою (індекс  $v$ ) у ремонтній схемі (індекс  $p$ ) зростають і збитки  $H_p$  від порушення електропостачання, і затрати на відшкодування втрат електроенергії  $B_{wp}$ , а додаткові капіталовкладення відсутні.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Принципову різницю між системотвірними, живильними та розподільними електричними мережами.
2. Правила побудови спрощених розрахункових схем надійності електричних мереж.
3. Сутність методу прямого обчислення показників структурної надійності електричних мереж.
4. Особливості застосування методу мінімальних перерізів.
5. Відмінність аналізу структурної і функціональної надійності.
6. Основні аксіоми непараметричного оцінювання надійності.
7. Заходи із забезпечення надійності електричних мереж на стадії проектування та в процесі експлуатації.
8. Загальну задачу оптимізації надійності електричних мереж.

**Треба вміти:**

1. Аналізувати структурну надійність схем електричних мереж.
2. Сформулювати матрицю вузлів для прямого обчислення показників надійності схем електричних мереж.
3. Виконувати непараметричне оцінювання надійності відповідних схем електричних мереж.
4. Формулювати загальний підхід до створення надійних схем електричних мереж на стадії проектування та в процесі експлуатації.
5. Формулювати оптимізаційні задачі надійності електричних мереж.

**Слід запам'ятати, що:**

1. Аварійні та примусові вимикання окремих елементів мережі можуть призвести до припинення або обмеження живлення частини споживачів.
2. Для аналізу надійності складних схем електричних мереж найчастіше застосовують структурні методи.
3. Розрахунковий процес методу прямого обчислення показників надійності схем будується на основі простору станів і формується за допомогою матриці.
4. Під час проектування електричних мереж розробляють схеми, здатні забезпечувати надійні зв'язки споживачів з джерелами живлення.
5. Надійна робота електричних мереж забезпечується раціональним поєднанням режимних та організаційно-технічних заходів.

**Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Запишіть і поясніть вирази показників надійності та планових простоїв елементів мережі.
2. На яких принципах ґрунтується методика аналізу структурної надійності схем ЕМ?
3. Як у схемах надійності еквівалентують послідовні та паралельні блоки?
4. Опишіть принципи аналізу надійності складних схем ЕМ.
5. Що таке функціональна надійність ЕМ і як її аналізують?
6. Як забезпечується надійність схеми ЕМ на стадії проектування та в умовах експлуатації?
7. Дайте розгорнуту характеристику оптимізаційних задач ЕМ.



## **РОЗДІЛ 7**

### **АНАЛІЗ І ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

Відмови генерувальних агрегатів, устаткування розподільних установок (РУ) і власних потреб ЕС заподіюють значні збитки внаслідок порушення графіків видачі потужності в систему, перевитрат палива, затрат на відновлювальні роботи. Відмови силових трансформаторів та устаткування РУ ПС спричиняють перерви чи обмеження електропостачання споживачів. Аварії на ЕС, особливо атомних, мають важкі техніко-економічні, екологічні та соціальні наслідки.

Надійність ЕС і ПС як енергетичних об'єктів визначається сукупною надійністю таких їх основних підсистем: головної схеми електричних з'єднань і, насамперед, її устаткування; схеми живлення власних потреб та основного устаткування системи власних потреб; схеми РУ та її устаткування і шин.

ЕС повинні забезпечити надійне покриття заданих графіків навантаження, чого досягають не лише надійною роботою самої станції, а й високим ступенем надійності схеми видачі потужності. Основна функція цієї схеми – передавання необхідної потужності від ЕС до опорних вузлів ЕЕС у різних експлуатаційних режимах (нормальних, ремонтних, післяаварійних).

Схема видачі потужності ЕС є складовою системою мережі, і тому надійність її роботи можна всебічно проаналізувати, розглядаючи надійність роботи ЕЕС загалом. Відокремлено від ЕЕС надійність схеми видачі потужності можна оцінити лише приблизно, як надійність роботи сукупності ЛЕП, що відходять від ЕС.

У цьому розділі викладено питання аналізу та забезпечення надійності ПС та електричної частини ЕС під час простих відмов у їх схемах. Важкі аварії на ЕС і ПС, які переростають у системні, у цьому розділі не розглядаються.

#### **7.1. Надійність покриття електростанцією заданого графіка навантаження**

Надійність покриття електростанцією заданого графіка навантаження доцільно оцінювати для того, щоб характеризувати роботу ЕС як енергетичного об'єкта і як елемента ЕЕС.

Основний показник надійності покриття графіка – це абсолютний  $P_\phi$  або відносний (відносно максимуму навантаження станції)  $P_\phi / P_{n \max}$  дефіцит потужності ЕС усереднений на проміжку часу тривалості графіка. Для ЕС він показує реальність виконання плану виробництва електроенергії, а для ЕЕС – виявляє ймовірних порушників балансу потужності системи. Станції з високим значенням відносного дефіциту потужності підвищують імовірність виникання та розвитку системних аварій. Мінімальним ризик буде, якщо для всіх потужних станцій ЕЕС показник  $P_\phi / P_{n \max}$  є приблизно однаковим. Цю обставину слід враховувати під час розроблення графіків навантажень ЕС на етапі планування режимів.

Для визначення показників надійності покриття електростанцією графіка навантаження необхідно мати дані про надійність роботи силового устаткування (котлів, турбін, генераторів, трансформаторів), устаткування РУ і власних потреб, ЛЕП схеми видачі потужності, а також відомості про головну схему електричних з'єднань ЕС і схему власних потреб.

Рівень експлуатаційної надійності генерувальних агрегатів ЕС відображає існуюча статистика їх пошкоджуваності. У табл. 7.1 наведено показники надійності та планових ремонтів енергоблоків з паротурбінними установками (котлоагрегат, турбіна, турбогенератор). Блочні трансформатори до складу блока не входять. У дужках з метою порівняння окремо наведено дані лише для турбогенераторів блоків.

Таблиця 7.1

**Показники надійності та планових ремонтів енергоблоків  
з паротурбінними установками**

Устаткування	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$Z'_b$ агрегаторік <sup>-1</sup>	$T_b$ , годин	$n$ агрегаторік <sup>-1</sup>	$T'_n$ годин
Енергоблок (турбогенератор)	150–165	5,68 (0,55)	48,8 (91)	19	1559
	180–210	8,67 (0,87)	45 (58)	16	1139
	250–300	8,26 (0,59)	45 (83)	15	1007
	500	21,36 (4,48)	70 (136)	24	911
	800	12,08 (0,89)	74 (179)	16	1086

Статистичні показники, наведені у табл. 7.1, зафіксовані в реальних умовах роботи енергоблоків: статистичний параметр потоку відмов  $Z'_b$ ; середній час відновлення  $T_b$ ; питома кількість зупинок блока  $n$ ; середній за рік час планових простоїв  $T'_n$ . До кількості зупинок блока  $n$  вводять усі свідомі (планові) й аварійні (непланові) зупинки. Середній час планових простоїв  $T'_n$  – це сумарний за рік час перебування блока у плановому ремонті, у резерві, на випробуваннях.

Показники  $Z'_b$  і  $n$  фіксують у періоди роботи агрегату, тобто протягом часу, названого тривалістю агрегатороку

$$T_{a.p} = 8760 - T'_n - Z'_b T_b. \quad (7.1)$$

Розрахункові показники надійності та планових простоїв, які використовують для аналізу рівня надійності ЕС та ЕЕС, зводять до календарної тривалості року й обчислюють за формулами

$$Z_b = Z'_b 8760 / T_{a.p}; \quad Z_n = (n - Z'_b) 8760 / T_{a.p}; \quad T_n = T'_n / (n - Z'_b) \quad (7.2)$$

де  $Z_b$  – параметр потоку відмов блока, рік<sup>-1</sup>;  $Z_n$  – частота планових простоїв, рік<sup>-1</sup>;  $T_n$  – середня тривалість одного планового простою, годин.

Надійність блоків 500 і 800 МВт значно нижча від інших. Серед ймовірних причин зниженої надійності можна назвати: роботу з високими параметрами теплової та електричної енергії; низькі запаси електричної та механічної міцності; конструктивну складність забезпечувальних систем. Крім цього, експлуатаційні показники надійності блоків 500 і 800 МВт дещо завищені, оскільки статистичний матеріал збирався у початковий період експлуатації цих блоків, коли ще не всі конструктивні недоліки було виявлено та усунено.

Для агрегатів ГЕС коефіцієнт вимушеного простою  $K_b$  дорівнює приблизно 0,005, тобто їх надійність на порядок вища порівняно з блоками КЕС. Для агрегатів ТЕС з поперечними зв'язками по парі цей показник дорівнює приблизно 0,02.

Відносний дефіцит потужності ЕС розраховують для періоду часу, визначеного графіком навантаження. Це може бути доба, рік або проміжні періоди часу. Під час оперативного керування режимами ЕЕС оцінювати відносний дефіцит потужності можна для годинних інтервалів.

На рис. 7.1 зображено добовий графік навантаження, що має  $M$  різних значень (ступенів) потужності. Графік навантаження ЕС буде непокритим у випадках аварійного вимикання енергоблоків, коли навантаження за графіком перевищує сумарну потужність блоків, що залишилися працювати. Якщо для кожного  $\mu$ -го ступеня графіка обчислити дефіцит потужності  $P_{\partial\mu}$ , то середньодобовий дефіцит потужності станції легко розрахувати за формулою

$$P_{\partial} = \sum_{\mu=1}^M P_{\partial\mu} t_{\mu} / 24, \quad (7.3)$$

де  $t_{\mu}$  – тривалість у годинах  $\mu$ -го ступеня графіка навантаження.

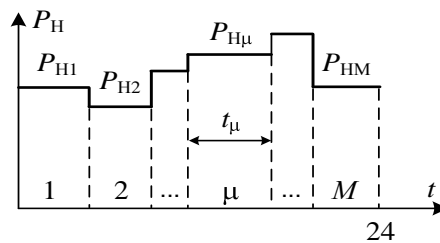


Рис. 7.1. Добовий графік навантаження ЕС

Загальним методом визначення дефіцитів  $P_{\partial\mu}$  є метод простору станів, розглянутий у розділі 9 стосовно балансової надійності концентрованих та неконцентрованих ЕЕС. У цьому параграфі обмежимося лише елементарним аналізом найпростішої головної схеми електричних з'єднань ЕС, характерної для блочних станцій з РУ однієї підвищеної напруги.

Нехай на ЕС працюють енергоблоки однієї номінальної потужності  $P_{\text{ном}}$  з однаковими показниками надійності, а для покриття заданого графіка навантаження можна задіяти  $n$  працездатних блоків.

Виберемо розрахунковий ступінь  $P_0$  потужності навантаження так, щоб номінальна потужність агрегату була кратною цьому ступеню ( $P_{\text{ном}}/P_0$  – ціле число). Добовий графік навантаження ЕС скоригуємо так, щоб його потужності також стали кратними розрахунковому ступеню. За таких умов величину дефіциту  $P_{\partial\mu}$  на  $\mu$ -му ступені графіка навантаження розраховують за формулою

$$P_{\partial\mu} = \sum_{\kappa} \kappa P_0 p_{\partial}^{\kappa P_0}; \quad \kappa = 1, 2, 3, \dots, \quad (7.4)$$

де  $p_{\partial}^{\kappa P_0}$  – імовірність перевищення навантаження за графіком над потужністю блоків ЕС на величину  $\kappa P_0$ .

Імовірність  $p_{\partial}^{\kappa P_0}$  встановлюють за розподілом ймовірностей робочих станів енергоблоків. Оскільки кожен енергоблок може перебувати в одному з двох протилежних станів (робочому з імовірністю  $p$  та неробочому з імовірністю  $q$ ), то розподіл імовірностей робочих станів енергоблоків біноміальний. Згідно з цим розподілом імовірність робочого стану  $m$  блоків з  $n$  (де  $n$  – їх загальна кількість) дорівнює

$$p_n^m = C_n^m p^m q^{n-m} = n!/(m!(n-m)!) p^m q^{n-m}, \quad (7.5)$$

де  $C_n^m$  – число комбінацій з  $n$  по  $m$ .

Формулу (7.5) використовують для обчислення значень  $p_{\partial}^{\kappa P_0}$  безпосередньо

$$p_{\partial}^{\kappa P_0} = p_n^m = C_n^m p^m q^{n-m} \quad \text{для} \quad m = (P_{\mu} - \kappa P_0)/P_{\text{ном}}, \quad (7.6)$$

де  $m$  – кількість працюючих агрегатів, коли дефіцит потужності становить  $\kappa P_0$ ;  $P_{\mu}$  – значення потужності навантаження для  $\mu$ -го ступеня добового графіка.

Під час визначення значень імовірностей  $p$ ,  $q$  робочого та неробочого станів одного енергоблока слід враховувати не тільки його власні показники надійності, але й вплив власних потреб, силового трансформатора й устаткування РУ

$$p = 1 - q \quad (7.7)$$

$$q = q_{\text{БЛ}} + q_{\text{ВП}} + q_{\text{Т}} + q_{\text{РУ}} = (Z_{\text{БЛ}} T_{\text{БЛ}} + Z_{\text{ВП}} T_{\text{ВП}} + Z_{\text{Т}} T_{\text{Т}} + Z_{\text{РУ}} T_{\text{РУ}})/8760, \quad (7.8)$$

де  $Z_{\text{БЛ}}$ ,  $Z_{\text{ВП}}$ ,  $Z_{\text{Т}}$ ,  $Z_{\text{РУ}}$  – параметр потоку (частота) вимикань блока через пошкодження його елементів (котел, турбіна, генератор), устаткування власних потреб, блочного трансформатора та устаткування РУ, відповідно;  $T_{\text{БЛ}}$ ,  $T_{\text{ВП}}$ ,  $T_{\text{Т}}$ ,  $T_{\text{РУ}}$  – середній час вимушеного простою блока після пошкоджень його елементів, у системі власних потреб, силового трансформатора, устаткування РУ, відповідно.

**Приклад 7.1.** Загальна кількість працездатних блоків станції  $n = 4$ , одинична потужність блока  $P_{\text{ном}} = 100$  МВт. Сумарна ймовірність неробочого стану блока з урахуванням впливу власних потреб, силового трансформатора та РУ  $q = 0,05$ . Добовий графік навантаження ЕС подано на рис. 7.2. Визначити середньодобовий дефіцит потужності станції.

*Розв'язання.* Приймаємо розрахунковий ступінь потужності  $P_0 = 0,5P_{\text{ном}} = 50 \text{ МВт}$ . Використовуючи формули (7.4) і (7.6), розраховуємо дефіцити потужності для кожного з чотирьох (I, II, III, IV) ступенів графіка навантаження.

Для першого ступеня графіка  $P_{\text{нI}} = 250 \text{ МВт}$ :

$$\text{для } \kappa = 1 \quad m = (250 - 1 \cdot 50)/100 = 2, \quad p_{\delta}^{1P_0} = p_4^2 = C_4^2 p^2 q^2 = 0,0135;$$

$$\text{для } \kappa = 2 \quad m = (250 - 2 \cdot 50)/100 = 1,5, \text{ не розглядається};$$

$$\text{для } \kappa = 3 \quad m = (250 - 3 \cdot 50)/100 = 1, \quad p_{\delta}^{3P_0} = p_4^1 = C_4^1 p^1 q^3 = 0,0005.$$

$$\text{Отже, } P_{\delta I} = 1P_0 \cdot p_4^2 + 3P_0 p_4^1 = 1P_0 \cdot 0,0135 + 3P_0 \cdot 0,0005 = 0,0154P_0.$$

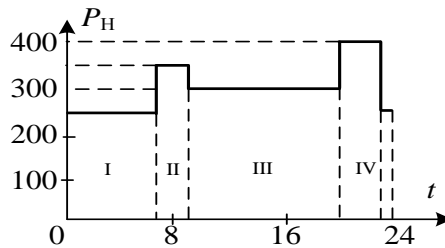


Рис. 7.2. Заданий добовий графік навантаження ЕС

Аналогічно розраховують дефіцити потужності для інших ступенів графіка навантаження

$$P_{\delta II} = 1P_0 \cdot p_4^3 + 3P_0 p_4^2 + 5P_0 p_4^1 = 1P_0 \cdot 0,1715 + 3P_0 \cdot 0,0135 + 5P_0 \cdot 0,0005 = 0,2146 \cdot P_0;$$

$$P_{\delta III} = 2P_0 \cdot p_4^2 + 4P_0 p_4^1 = 2P_0 \cdot 0,0135 + 4P_0 \cdot 0,0005 = 0,0291 \cdot P_0;$$

$$P_{\delta IV} = 2P_0 \cdot p_4^3 + 4P_0 p_4^2 + 6P_0 p_4^1 = 2P_0 \cdot 0,1715 + 4P_0 \cdot 0,0135 + 6P_0 \cdot 0,0005 = 0,4002 \cdot P_0.$$

Встановивши за графіком:  $t_I = 8 \text{ год}$ ;  $t_{II} = 2 \text{ год}$ ;  $t_{III} = 11 \text{ год}$ ;  $t_{IV} = 3 \text{ год}$ , за формулою (7.3) обчислюємо середньодобовий дефіцит потужності

$$P_{\delta} = (P_{\delta I} t_I + P_{\delta II} t_{II} + P_{\delta III} t_{III} + P_{\delta IV} t_{IV}) / 24 = 0,08638P_0 = 4,3189 \text{ МВт}$$

Відносна величина середньодобового дефіциту потужності становить 1,0797 %.

Методика оцінки надійності покриття електростанцією заданого графіка навантаження повинна враховувати також вплив схеми видачі потужності. Цю схему проектують так, щоб забезпечити видачу від ЕС всієї потужності під час роботи всіх ЛЕП, що відходять від станції, а також під час планових чи аварійних вимикань однієї з них. У разі одночасного вимикання двох ЛЕП допускається обмеження у видачі потужності до такого рівня, коли не обов'язково зупиняти окремі енергоблоки. Вимикання трьох ліній малоймовірне і не враховується.

В умовах експлуатації норми проектування можуть бути порушені, тому під час оцінювання впливу схем видачі потужності на надійність покриття станцією графіка навантаження слід врахувати вимикання окремих ліній та випадки попарного їх вимикання.

Нехай під час вимикання однієї або двох ліній внаслідок збігу їх відмов чи накладання відмови однієї лінії на плановий ремонт іншої пропускна здатність схеми видачі потужності знижується і в межах  $\mu$ -го ступеня графіка навантаження в результаті цього виникає дефіцит потужності величиною  $\kappa P_0$ . Такої ж величини дефіцит може виникнути і через відмови енергоблоків. Тому ймовірність  $p_o^{\kappa P_0}$  для кожного  $\mu$ -го ступеня графіка навантаження визначають з урахуванням цих двох впливів

$$p_o^{\kappa P_0} = C_n^m p^m q^{n-m} (1 - \sum_{v=1}^W q_{в.ев}) + C_n^n p^n q^0 \sum_{v=1}^W q_{в.ев} \quad (7.9)$$

де  $q_{в.ев}$  – імовірність вимушеного простою  $v$ -ї лінії або еквівалентна ймовірність вимушеного простою двох ЛЕП для  $v$ -го випадку поєднання ( $v$ -ї пари) ліній, обчислена за формулою (6.24);  $W$  – загальна кількість ліній або можливих пар ЛЕП.

Формула (7.9) спрощена. Враховуючи факт малої ймовірності збігу простоїв трьох елементів схеми ЕЕС, у цій формулі враховано тільки стани вимушених простоїв енергоблоків, коли працюють усі лінії (перша складова), і стани вимушених простоїв ЛЕП, коли працюють усі блоки (друга складова).

**Приклад 7.2.** Розглянута в прикладі 7.1 ЕС видає потужність трьома лініями 220 кВ. Пропускна здатність однієї лінії 200 МВт, довжина 100 км. Визначити середньодобовий дефіцит потужності з урахуванням впливу схеми видачі потужності.

*Розв'язання.* За даними табл. 6.1 для одноколових металевих ліній 220 кВ завдовжки 100 км показники надійності становлять:  $Z_b = 0,5 \text{ рік}^{-1}$ ;  $T_b = 14,3 \text{ годин}$ ;  $Z_{\Pi} = 2,8 \text{ рік}^{-1}$ ;  $T_{\Pi} = 17 \text{ годин}$ .

Вимикання одної лінії не обмежує потужності ЕС. Імовірність вимкнення двох ліній обчислюється за формулою (6.24), тобто

$$q_{в.ев} = q_b^2 + 2Z_b q_{\Pi} T_{в.П} K_z / 8760 = Z_b^2 T_b^2 / 8760^2 + \\ + 2Z_b Z_{\Pi} T_{\Pi} (T_b - 0,5 T_b^2 / T_{\Pi}) K_z / 8760^2 = 3,245 \cdot 10^{-6}.$$



На першому ступені графіка навантаження обмеження потужності, у разі вимкнення двох ЛЕП становить  $1P_0$ . Тому з урахуванням результатів прикладу 6.1 отримуємо

$$\begin{aligned} P'_{\partial I} &= P_{\partial I} (1 - 3q_{\text{в.е}}) + 1P_0 \cdot C_4^4 p^4 q^0 \cdot 3q_{\text{в.е}} = \\ &= 0,0154P_0 + 0,000008P_0 = 0,01541P_0. \end{aligned}$$

На другому, третьому та четвертому ступенях графіка навантаження видача потужності, коли вимкнено дві ЛЕП, обмежується на величину  $3P_0$ ,  $2P_0$  і  $4P_0$  відповідно. Тому

$$P'_{\partial II} = P_{\partial II} (1 - 3q_{\text{в.е}}) + 3P_0 \cdot C_4^4 p^4 q^0 \cdot 3q_{\text{в.е}} = 0,21463P_0;$$

$$P'_{\partial III} = P_{\partial III} (1 - 3q_{\text{в.е}}) + 2P_0 \cdot C_4^4 p^4 q^0 \cdot 3q_{\text{в.е}} = 0,02912P_0;$$

$$P'_{\partial IV} = P_{\partial IV} (1 - 3q_{\text{в.е}}) + 4P_0 \cdot C_4^4 p^4 q^0 \cdot 3q_{\text{в.е}} = 0,40023P_0.$$

Середньодобові абсолютні та відносні дефіцити потужності відповідно становлять

$$P_{\partial} = 4,3189 \text{ МВт}, \quad P_{\partial} / P_{\text{нmax}} = 1,08\%.$$

Як показують результати розрахунків, вплив схеми видачі потужності на надійність покриття графіка навантаження незначний. Причина цього стає очевидною з порівняння ймовірностей вимушеного простою однієї лінії  $q_{\text{в.л}} = Z_{\text{в}} T_{\text{в}} / 8760 = 0,0008$  та одного блока  $q_{\text{в.б}} = 0,05$ . Цей вплив може бути істотним тільки для ЕС, де порушені норми проектування, тобто коли обмеження настають під час вимикання однієї лінії. Це найчастіше трапляється на етапі незавершеного будівництва.

## 7.2. Аналіз надійності схем розподільних установок електростанцій та підстанцій

Надійність схеми РУ визначається частотою та середньою тривалістю вимикань приєднаних до РУ елементів станції та мережі (енергоблоків, генераторів, трансформаторів, ліній) і поділів РУ на електрично не зв'язані частини внаслідок відмов вимикачів.

Визначально впливають на надійність РУ раптові відмови вимикачів. Фактично під час аналізу надійності РУ враховують відмови типу КЗ (§ 1.2). За таких відмов автоматично вимикаються суміжні вимикачі і різко змінюється схема РУ.

Коефіцієнт, що характеризує частку раптових відмов від загальної кількості відмов вимикачів, дорівнює приблизно 0,6. Поняття «вимикач» охоплює все устаткування, що належить комірці РУ: сам вимикач, роз'єднувачі, ділянки збірних шин, захисну та вимірну апаратуру тощо.

Вихідними даними для розрахунків надійності РУ є: схема РУ, показники надійності та планових простоїв комірок вимикачів  $Z_v, T_v, Z_n, T_n$ , а також час  $T_0$ , необхідний для виявлення пошкодженого вимикача, і час  $T_p$  проведення операції вимикання чи вмикання роз'єднувача. Для ЕС і ПС з обслуговувальним персоналом  $T_0 = 0,1 \div 0,3 \text{ год}$ ;  $T_p = 0,1 \text{ год}$ .

Розглядають нормальний (усі вимикачі РУ увімкнені) та планові ремонтні режими. Кількість ремонтних режимів визначається кількістю  $n$  вимикачів. Імовірність ремонтного режиму дорівнює ймовірності планового простою вимикача  $q_n$ , тобто  $Z_n T_n / 8760$ . Імовірність нормального режиму розраховують за формулою

$$q_0 = 1 - n \cdot q_n \quad (7.10)$$

Для оцінювання надійності РУ по чергово розглядають відмови вимикачів у нормальному та ремонтних режимах, виявляючи їхні наслідки, тобто встановлюючи, які приєднання вимикаються і на які електрично не зв'язані частини поділяються РУ. При цьому встановлюють частоту і тривалість вимикань приєднань та поділів РУ. Групує випадки вимикань конкретних приєднань, обчислюють середнє значення частоти і тривалості порушень їх роботи.

Параметр потоку (частота)  $Z_{ij}$  вимикань комутованих у РУ приєднань, а також частота поділів РУ на електрично не зв'язані частини у разі відмови  $i$ -го вимикача у нормальному чи  $j$ -му ремонтному режимі обчислюється за формулою

$$Z_{ij} = Z_i (q_0 \vee q_{nj}), \quad (7.11)$$

де  $Z_i$  – параметр потоку (частота) раптових відмов  $i$ -го вимикача;  $\vee$  – знак диз'юнкції (логічного додавання);  $q_{nj}$  – імовірність  $j$ -го ремонтного режиму.

Середня тривалість  $T_{ij}$  вимикань комутованих у РУ приєднань, а також середня тривалість поділів РУ на електрично не зв'язані частини визначається по-різному, залежно від схемних та режимних умов. Якщо приєднання після його вимикання вводиться в роботу шляхом перемикачів в РУ, то  $T_{ij}$  визначають з виразу

$$T_{ij} = T_0 + n_p T_p, \quad (7.12)$$

де  $n_p$  – кількість роз'єднувачів, які перемикають для відновлення схеми РУ.

Якщо приєднання може бути введено в роботу тільки після завершення одного з ремонтів (планового для  $j$ -го вимикача чи аварійного для  $i$ -го вимикача), то  $T_{ij} = T_{vi, pj}$  і розраховується за формулою (6.22) або (6.23).

На рис. 7.3 зображено схему РУ 330 кВ ЕС типу «півтора вимикачі на приєднання». Для розрахунку її надійності до комірки вимикача внесено сам вимикач і два роз'єднувачі. За даними табл. 6.2 встановлено такі показники надійності комірок: параметр потоку (частота) раптових відмов  $Z_b = 0,03 \text{ рік}^{-1}$ ; імовірність планового простою  $q_n = 0,0027$ . Час спільного простою у разі накладання відмови  $i$ -го вимикача на плановий ремонт  $j$ -го  $T_{vi, pj} = 44 \text{ год}$ .

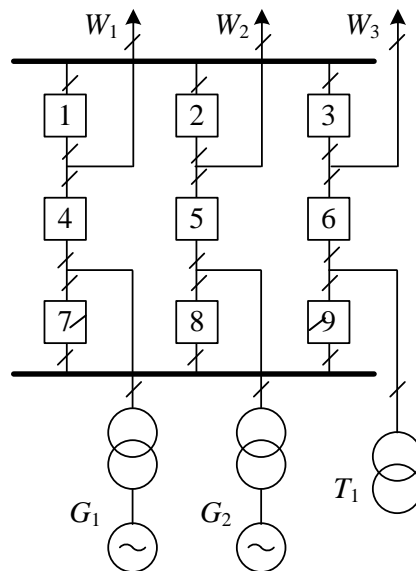


Рис. 7.3. Схема РУ ЕС

Для аналізу надійності заданої РУ за наявності в ній 9-ти вимикачів і 10-ти режимів необхідно розглядати 90 випадків відмов вимикачів у різних режимах, проаналізувати наслідки і встановити частоту та середню тривалість вимикань різних приєднань та поділів РУ. Детально розглянемо три характерні випадки.

У нормальному режимі роботи РУ, ймовірність якого  $q_0 = 1 - 9 \cdot 0,0027 = 0,975$ , раптова відмова вимикача 1 спричиняє комутацію вимикачів 2, 3, 4 і, як наслідок, вимикання лінії  $W_1$ . Параметр потоку (частота) виникнення такої події

$$Z_{1,0} = 0,03 \cdot 0,975 = 0,029 \text{ рік}^{-1}.$$

Для відновлення роботи лінії  $w_1$  необхідно виявити характер пошкодження, вимкнути два роз'єднувачі з обох боків вимикача 1 та ввімкнути справні вимикачі 2, 3, 4. Для цього потрібний час  $T_{1,0} = 0,3 + 2 \cdot 0,1 = 0,5$  год.

Якщо під час ремонту вимикача 1 відмовляє вимикач 4, то автоматично вимикаються вимикач 7, лінія  $w_1$  та блок  $G_1$ . Параметр потоку (частота) такої події становить  $Z_{4,1} = 0,3 \cdot 0,0027 = 0,00008 \text{ рік}^{-1}$ . Блок уводиться в роботу після вимикання роз'єднувачів вимикача 4 та вмикання вимикача 7, тобто за 0,5 год. Фактично час оперативних перемикачів у цьому випадку дещо більший за рахунок додаткового часу утримання блоку в режимі неробочого ходу з подальшою синхронізацією і набиранням навантаження. Щоб не ускладнювати аналізу, враховувати його тут та в інших випадках не будемо. Лінія  $w_1$  уводиться в роботу після завершення планового ремонту вимикача 1 або аварійного ремонту вимикача 4, тобто згідно з формулою (5.23) за час 44 год.

Нехай під час ремонту вимикача 8 відмовляє вимикач 2. Тоді автоматично вимикаються вимикачі 1, 5, 3, лінія  $w_2$  та блок  $G_2$ . Через 0,5 год обидва ці приєднання будуть уведені в роботу, але в режимі відокремлення від РУ. Поділ РУ на електрично не зв'язані частини триватиме 44 год.

Для наочності та зручності подальших розрахунків результати аналізу занесено до табл. 7.2. У першому стовпчику таблиці позначено номер вимикача, який відмовляє, і параметр потоку (частоту) його відмов ( $0,03 \text{ рік}^{-1}$ ). У першому рядку таблиці зазначено номер ремонтного вимикача й імовірність його планового простою ( $0,0027$ ). Імовірність нормального режиму становить  $0,975$ . У кожній комірці таблиці наведено вимкнені приєднання, частоту події та час введення приєднань у роботу. Приєднання, що вимкнулися, розділені крапкою з комою. Приєднання, що відокремилися, записані після похилої риски без крапки з комою. Розглянуті вище три характерні випадки окреслені в табл. 7.2 потовщеними лініями.

Дані табл. 7.2 відповідно обробляють, щоб отримати інформацію про аварійні вимикання комутованих у РУ приєднань. За формулами (7.12) і (7.13) розраховують параметр потоку (частоту) та ймовірність аварійних вимикань кожного окремого приєднання, показники попарних вимикань приєднань і показники поділів РУ на електрично не зв'язані частини. Деякі результати таких розрахунків наведено в табл. 7.3. Показники вимикань лінії  $w_1$ , наприклад, розраховували так:

Таблиця 7.2

## Проміжні результати аналізу надійності розподільної установки

		1	2	3	4	5	6	7	8	9
	–	0,975	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027
1	0,03	$W_1$ 0,029 0,5	$W_1$ 0,00008 0,5	$W_1$ 0,00008 0,5	$W_1$ 0,00008 44	$W_1; W_2$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_1; W_3$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_1; G_1/W_1 G_1$ 0,00008 0,5; 0,5/44	$W_1/W_2 G_2$ 0,00008 0,5/0,5	$W_1/W_3 T_1$ 0,00008 0,5/0,5
2	0,03	$W_2$ 0,029 0,5	$W_2$ 0,00008 0,5	$W_2$ 0,00008 0,5	$W_1; W_2$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_2$ 0,00008 44	$W_2; W_3$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_2/W_1 G_1$ 0,00008 0,5/0,5	$W_2; G_2/W_2 G_2$ 0,00008 0,5; 0,5/44	$W_2/W_3 T_1$ 0,00008 0,5/0,5
3	0,03	$W_3$ 0,029 0,5	$W_3$ 0,00008 0,5	$W_3$ 0,00008 –	$W_1; W_3$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_2; W_3$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_3$ 0,00008 44	$W_3/W_1 G_1$ 0,00008 0,5/0,5	$W_3/W_2 G_2$ 0,00008 0,5/0,5	$W_3; T/W_3 T_1$ 0,00008 0,5; 0,5/44
4	0,03	$W_1; G_1$ 0,029 0,5; 0,5	$W_1; G_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_1; G_1$ 0,00008 0,5; 0,5	–	$W_1; G_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_1; G_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_1; G_1$ 0,00008 0,5; 44	$W_1; G_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_1; G_1$ 0,00008 0,5; 0,5
5	0,03	$W_2; G_2$ 0,029 0,5; 0,5	$W_2; G_2$ 0,00008 44; 0,5	$W_2; G_2$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_2; G_2$ 0,00008 0,5; 0,5	–	$W_2; G_2$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_2; G_2$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_2; G_2$ 0,00008 0,5; 44	$W_2; G_2$ 0,00008 0,5; 0,5
6	0,03	$W_3; T_1$ 0,029 0,5; 0,5	$W_3; T_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_3; T_1$ 0,00008 44; 0,5	$W_3; T_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_3; T_1$ 0,00008 0,5; 0,5	–	$W_3; T_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_3; T_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$W_3; T_1$ 0,00008 0,5; 44
7	0,03	$G_1$ 0,029 0,5	$W_1; G_1/W_1 G_1$ 0,00008 0,5; 0,5/44	$G_1/W_3 T_1$ 0,00008 0,5/0,5	$G_1$ 0,00008 44	$G_1; G_2$ 0,00008 0,5; 0,5	$G_1; T_1$ 0,00008 0,5; 0,5	–	$G_1$ 0,00008 0,5	$G_1$ 0,00008 0,5
8	0,03	$G_2$ 0,029 0,5	$W_2; G_2/W_2 G_2$ 0,00008 0,5; 0,5/44	$G_2/W_3 T_1$ 0,00008 0,5/0,5	$G_1; G_2$ 0,00008 0,5; 0,5	$G_2$ 0,00008 44	$G_2; T$ 0,00008 0,5; 0,5	$G_2$ 0,00008 0,5	–	$G_2$ 0,00008 0,5
9	0,03	$T_1$ 0,029 0,5	$T_1/W_2 G_2$ 0,00008 0,5/0,5	$W_3; T_1/W_3 T_1$ 0,00008 0,5; 0,5/44	$G_1; T_1$ 0,00008 0,5; 0,5	$G_3; T$ 0,00008 0,5; 0,5	$T_1$ 0,00008 44	$T_1$ 0,00008 0,5	$T_1$ 0,00008 0,5	–

$$Z_{W_1} = 2 \cdot 0,029 + 19 \cdot 0,00008 = 0,0595 \text{ рік}^{-1};$$

$$q_{W_1} = (2 \cdot 0,029 \cdot 0,5 + 17 \cdot 0,00008 \cdot 0,5 + 2 \cdot 0,00008 \cdot 44) / 8760 = 4,19 \cdot 10^{-6}.$$

Інформація, подібна до наведеної в табл. 7.3, може виявитися корисною для аналізу надійності роботи ЕС, ЕЕС загалом, для оцінювання особливостей схеми РУ.

Якщо аналізують надійність покриття електростанцією заданого графіка навантаження, то згідно з формулою (7.8) необхідно визначити ймовірність простою блока внаслідок пошкоджень устаткування РУ. Таку ймовірність розраховано і записано в табл. 7.3 для першого блока.

Якщо аналізують системні аварії, то може виявитися потрібною інформація не тільки про вимикання енергоблоків ЕС, а й окремих ліній чи їх пар, автотрансформатора зв'язку ЕС, а також про поділи РУ (тобто ЕС) на електрично не зв'язані частини.

Таблиця 7.3

**Підсумкові результати аналізу надійності розподільної установки**

Вимикання приєднань	Параметр потоку (частота), рік <sup>-1</sup>	Ймовірність простою, відн. од.
Вимикання лінії $W_1$	0,0595	$4,19 \cdot 10^{-6}$
Вимикання блока $G_1$	0,0595	$4,19 \cdot 10^{-6}$
Вимикання автотрансформатора $T_1$	0,0595	$4,19 \cdot 10^{-6}$
Одночасне вимикання ліній $W_1, W_2$	0,00016	$9,13 \cdot 10^{-9}$
Одночасне вимикання блоків $G_1, G_2$	0,00016	$9,13 \cdot 10^{-9}$
Одночасне вимикання приєднань $W_1, G_1$	0,0298	$1,70 \cdot 10^{-6}$
Відокремлення приєднань $W_1, G_1$	0,00058	$8,22 \cdot 10^{-7}$

З табл. 7.2 можна отримати також інформацію про особливості схеми РУ. Так, у схемі «півтора вимикачі на приєднання» (рис. 7.3) параметр потоку (частота) вимикань та ймовірність простою кожного окремого приєднання РУ однакові (табл. 7.3). Попарні вимикання приєднань верхнього ряду  $W_1W_2; W_2W_3; W_3W_1$  та нижнього ряду  $G_1G_2; G_2T_1; T_1G_1$  також виникають з однаковою частотою і мають однакову ймовірність. Попарні вимикання приєднань ланки з трьох вимикачів між двома системами шин  $W_1G_1; W_2G_2; W_3T_1$  настають у 200 разів частіше від попарних вимикань приєднань верхнього та нижнього ряду. Крім цього, приєднання ланок з трьох вимикачів часто відокремлюються від РУ. Попарних вимикань приєднань різних ланок і рядів  $W_1G_2; W_1T_1; W_2G_1; W_2T_1; W_3G_1; W_3G_2$  не виникає взагалі. Оскільки на ЕС не можна допускати одночасних вимикань енергоблоків, одночасних вимикань ліній схеми видачі потужності, то ці елементи потрібно приєднувати до різних рядів вимикачів. Особливо відповідальні елементи ЕЕС, одночасні вимикання яких недопустимі, потрібно приєднувати до різних рядів і ланок.

Викладену методику можна застосовувати для оцінювання надійності будь-яких схем РУ. Проте для радіальних схем, де вся різноманітність наслідків відмов зводиться до врахування випадків вимикань окремих систем (секцій) збірних шин, можна не складати таблиць, а скористатися наведеними нижче розрахунковими формулами.

Для схем РУ з подвійною системою шин чи з одиничною секціонованою системою шин як показники надійності використовуються:

- параметр потоку (частота) вимикань  $Z_{\text{сш}}$  однієї системи (секції) шин

$$Z_{\text{сш}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{сш}}} Z_i \quad (7.13)$$

де  $n_{\text{сш}}$  – кількість приєднань до цієї системи (секції) шин;  $Z_i$  – параметр потоку (частота) відмов вимикача  $i$ -го приєднання;

- параметр потоку (частота) вимикань  $Z_{2\text{сш}}$  обох систем (секцій) шин

$$Z_{2\text{сш}} = Z_{\text{шв}} + Z_{2\text{сш}}'' = Z_{\text{шв}} + K_2 Z_{\text{сш}}, \quad (7.14)$$

де  $Z_{\text{шв}}$  – параметр потоку (частота) раптових відмов шиноз'єднувального (секційного) вимикача;  $Z_{2\text{сш}}''$  – параметр потоку (частота) одночасних вимикань двох систем шин;  $K_2$  – коефіцієнт, значення якого дорівнює 0,1 для РУ ТЕС і 0,05 – для РУ ПС і ГЕС.

Час відновлення роботи приєднань в обох випадках визначається часом перемикачів у РУ.

Для схем з одиничною системою збірних шин враховують планові простої. Тривалість планового простою кожної із секцій  $T_{\text{п.сш}}$  можна наближено встановити за формулою

$$T_{\text{п.сш}} = 1 + 2 \cdot n_p, \text{ год}, \quad (7.15)$$

де  $n_p$  – кількість роз'єднувачів, приєднаних до системи (секції) збірних шин.

У схемах з подвійною системою шин планові ремонти шин можна не враховувати, оскільки вони не спричиняють простоїв приєднань, а зумовлене плановими ремонтами зниження надійності РУ враховано в (7.14).

Розглянутий метод аналізу надійності схем РУ називають таблично-логічним. Він наближений. У його основу покладено спрощену модель відмов вимикачів. Крім цього, не враховуються збіги неробочих станів трьох елементів РУ, а також накладання відмов одних вимикачів на вимушені простої інших.



Нехтування накладаннями таких простоїв допустиме, оскільки ймовірність вимушеного простою вимикача на порядок менша від ймовірності його планового простою (табл. 5.2). Уточнений метод аналізу надійності схем РУ викладено в [12].

Наближеність методу зумовлює нульову розрахункову ймовірність повного погашення РУ 330-750 кВ (рис. 6.4, а), оскільки накладання відмов одних вимикачів на планові простої інших у таких схемах не призводять до розривів усіх зв'язків РУ. Наслідком такого розрахункового ефекту, який певною мірою відповідає даним експлуатації, є те, що в розрахункових схемах надійності ЕМ (рис. 6.4, б) РУ подають абсолютно надійним вузлом, а вплив вимикання приєднань під час відмов вимикачів враховують відповідним збільшенням частоти вимикань та ймовірностей простоїв цих приєднань.

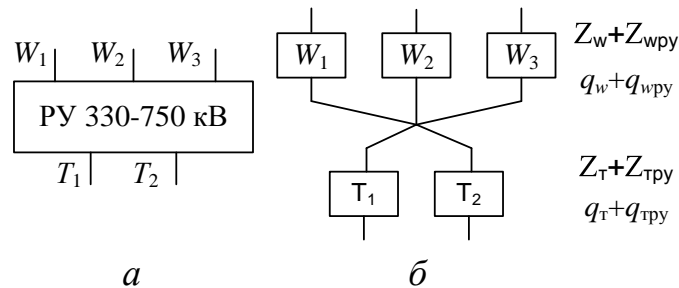


Рис. 7.4. РУ ЕМ 330-750 кВ (а) та їх розрахункові схеми надійності (б)

У схемах РУ 220 кВ і нижче відмови вимикачів приєднань незалежно від стану інших вимикачів РУ спричиняють знеструмлення систем (секцій) шин подібно, як під час КЗ на шинах. Тому в розрахункових схемах надійності ЕМ РУ 220 кВ і нижче (рис. 7.5, а) подають вузлом (рис. 7.5, б) з такими показниками надійності

$$Z_{\text{РУ}} = Z_{\text{сш}} + Z_{\text{КЗ}} \quad \text{чи} \quad Z_{\text{РУ}} = Z_{\text{шв}} + K_{2\text{сш}} (Z_{\text{сш}} + Z_{\text{КЗ}}); \quad (7.16)$$

$$q_{\text{РУ}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{сш}}} q_i + q_{\text{КЗ}} \quad \text{чи} \quad q_{\text{РУ}} = q_{\text{шв}} + K_{2\text{сш}} (\sum_{i=1}^{n_{\text{сш}}} q_i + q_{\text{КЗ}}), \quad (7.17)$$

де  $q_i$  – ймовірність вимушеного простою вимикача  $i$ -го приєднання;  $q_{\text{КЗ}}$  – ймовірність виникнення КЗ на системі (секції) шин РУ;  $q_{\text{шв}}$  – ймовірність вимушеного простою шиноз'єднувального (секційного) вимикача.

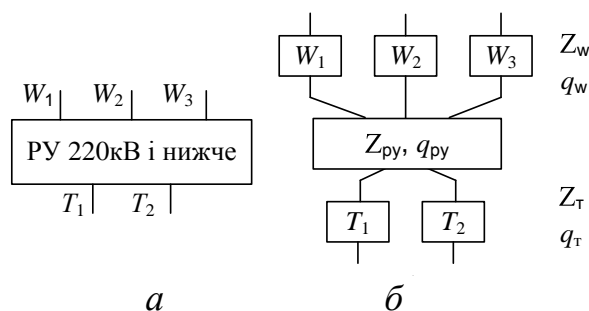


Рис. 7.5. РУ ЕМ 220 кВ і нижче (а) та їх розрахункові схеми надійності (б)

У схемах з малим числом вимикачів (місток, чотирикутник), які використовують для РУ різних номінальних напруг, відмови деяких вимикачів спричиняють повне погашення РУ, а інших – вимикання окремих приєднань. Це означає, що в розрахункових схемах надійності ЕМ такі РУ еквівалентують вузлом з показниками надійності  $Z_{ру}$  та  $q_{ру}$  (як на рис. 7.5, б) і одночасно збільшують частоту вимикань та ймовірність вимушеного простою приєднань (як на рис. 7.4, б).

Приклади практичних розрахунків надійності із застосуванням таблично-логічного методу наведено у розділі 8.

### **7.3. Аналіз надійності живлення власних потреб електростанцій та підстанцій**

На ЕС, особливо на ТЕС і АЕС, технологічний процес пов'язаний з роботою великої кількості механізмів власних потреб, сумарна потужність яких значна, на КЕС вона сягає 6-8 % від встановленої потужності станції, на ТЕЦ – 8-14 %, на АЕС – 5-8 %. Надійність системи власних потреб ЕС має бути високою, бо відмови в ній спричиняють порушення технологічного процесу виробництва електроенергії, зупинку генерувальних агрегатів, а за певних умов – зупинку всієї станції. Слід розрізняти надійність роботи механізмів власних потреб ЕС і надійність їх живлення. До надійності системи живлення механізмів власних потреб ставлять особливо високі вимоги. Система живлення має бути високорезервованою, оснащеною високонадійними комутаційними апаратами та пристроями автоматики. Поєднання високої надійності механізмів власних потреб з високою надійністю електропостачання їх приводів забезпечує безперебійну роботу системи власних потреб і неперервність процесу виробництва електроенергії. Такі самі високі вимоги ставлять і до надійності власних потреб ПС.

Під час проектування систем власних потреб ЕС та ПС і в період експлуатації необхідно оцінювати ступінь їх надійності. Враховуючи багатократне резервування, надійність схеми живлення власних потреб є доволі високою.

Основним методом аналізу надійності, який дає змогу ефективно враховувати всі особливості резервування живлення, є логіко-ймовірнісний метод на основі дерева відмов. За цим методом формулюють умови відмов системи, будують дерево відмов, записують логічну функцію відмови системи й обчислюють показники надійності електропостачання.

Умови  $\bar{Y}$  відмов системи електропостачання власних потреб ЕС і ПС можна записати у такому загальному вигляді

$$\bar{Y} = \bigvee_{k=1}^N M_k; \quad M_k = \bigwedge_{i \in I_k} x_i \bigwedge_{j \in J_k} y_j \bigwedge_{s \in S_k} z_s, \quad (7.18)$$

де  $M_k$  – мінімальна сукупність станів та подій системи, яка призводить до її відмови  $k$ -го виду;  $\bigvee_{k=1}^N$  – диз'юнкція (об'єднання)  $N$  мінімальних сукупностей станів та подій системи;  $x_i$  – подія відмови  $i$ -го елемента системи;  $y_j$  – працездатний  $j$ -й стан системи;  $z_s$  – подія відмови у спрацюванні  $s$ -го засобу керування (пристрою РЗА, комутаційного апарата);  $I_k$  – множина відмов, здатних спричинити  $k$ -ту відмову системи;  $J_k$  – множина станів системи, в яких може виникати відмова системи  $k$ -го виду;  $S_k$  – множина подій спрацювання та відмов у спрацюванні засобів керування, в результаті яких може виникати відмова системи  $k$ -го виду;  $\wedge$  – знак кон'юнкції (збігу) ряду подій і станів.

Умови  $\bar{Y}$  та події і стани  $x_i, y_j, z_s$  формулюють на основі аналізу процесу функціонування конкретної системи електропостачання під час виникнення різних станів (режимів) системи та відмов її елементів і засобів керування. Враховують всі події та стани, які окремо або в поєднанні між собою спричиняють кінцеву подію – відмову системи.

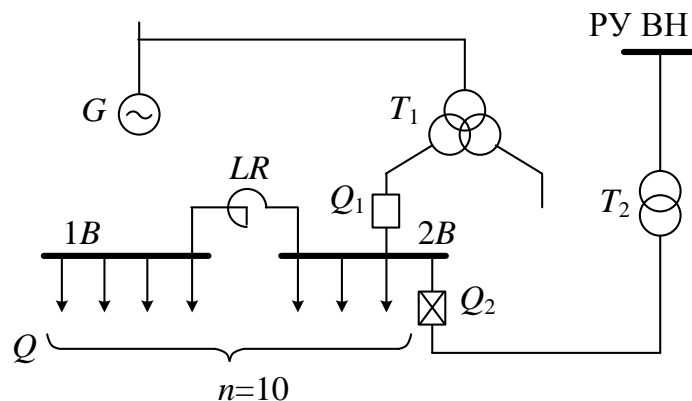


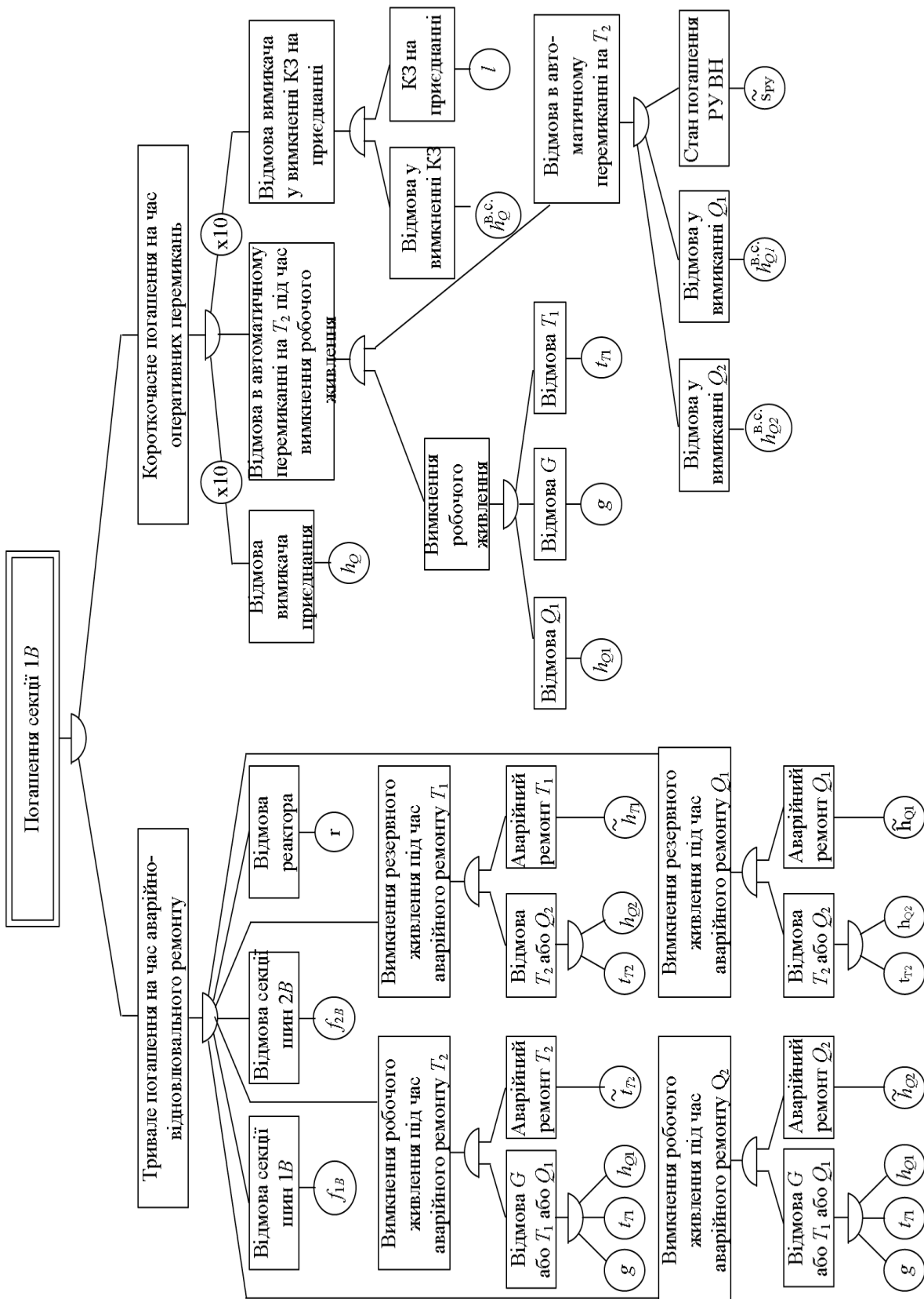
Рис. 7.8. Схема живлення секції 6 кВ власних потреб ЕС

Потім враховувані події і стани впорядковують шляхом побудови дерева відмов. Дерево відмов – це ніби миттєвий знімок системи в момент  $t$ , що фіксує всі можливі події і стани та їх поєднання, які спричиняють кінцеву подію.

Розглянемо ці два етапи розв’язання задачі аналізу надійності на прикладі конкретної схеми власних потреб ЕС, фрагмент якої зображено на рис. 7.8. Надійність електропостачання власних потреб оцінюють показниками, що характеризують частоту і тривалість знеструмлення секцій шин, від яких живляться електроприймачі. У цьому зв’язку кінцевою подією вважатимемо погашення секції 1В.

Аналіз процесу функціонування цієї схеми показує, що погашення секції шин 1 В настає під час багатьох подій і станів та їх поєднань, наприклад, під час відмови струмообмежувального реактора, під час відмови резервного трансформатора власних потреб  $T_2$ , коли основний  $T_1$  перебуває у стані аварійного ремонту і т.д. Формулювання всіх умов відмови системи та їх систематизація дають змогу побудувати дерево відмов, зображене на рис. 7.9.

На побудованому дереві відмов кінцеву подію окреслено подвійним прямокутником, а всі проміжні події та стани, поєднання яких спричиняє кінцеву подію, – одинарними прямокутниками. Сегментами позначено знаки диз’юнкції ( $\vee$  – “чи”) та кон’юнкції ( $\wedge$  – “і”). Вихідні події і стани окреслено колами і позначено літерами. Мала латинська літера з нижнім індексом чи без нього означає подію відмови елемента, літера з хвилькою над нею – стан елемента, а літера з верхнім індексом “в.с” – відмову спрацювання. Всі вихідні події і стани ідентифіковано такими літерами:  $f$  – відмова секції шин;  $g$  – відмова генератора;  $h, h_{в.с}, \tilde{h}$  – відмова вимикача, відмова у виконанні ним операції та його неробочий стан;  $l$  – відмова приєднання;  $t, \tilde{t}$  – відмова трансформатора та його неробочий стан;  $z$  – відмова струмообмежувального реактора;  $\tilde{s}$  – стан погашення РУ ВН.



Дерево відмов будують згори донизу від кінцевої події через проміжні до вихідних подій і станів. Тривалі погашення секції шин  $1B$  спричиняються погашенням самої секції, відмовами комутаційних апаратів та елементів, що не мають роз'єднувачів чи рубильників між ними та шинами. Короткотривалі погашення секції шин  $1B$  спричиняються відмовами комутаційних апаратів, живильних ліній чи елементів, які можна відокремити від шин за допомогою роз'єднувачів чи рубильників за умови, що живлення можна відновити шляхом оперативних перемикачів у схемі. Переходи від вихідних подій і станів до кінцевої події з урахуванням логічних операцій легко простежуються на побудованому дереві та спеціального пояснення не потребують. Планові ремонти елементів системи електропостачання власних потреб не враховують, бо вони виконуються разом з ремонтом енергоблока.

Логічна функція відмови системи  $Y(U)$ , де  $U$  – кінцева подія, формується за допомогою запису вказаних у дереві відмов операцій логічного множення (кон'юнкції) та додавання (диз'юнкції) над символами подій і станів, починаючи з вихідного рівня. Ця функція містить логічну суму кон'юнкцій першого порядку (вихідних подій чи станів), кон'юнкцій другого порядку (добутки двох подій та подій і станів) та кон'юнкцій третього порядку (добутки подій, станів і подій відмов засобів керування). У загальному вигляді вона записується так

$$Y(U) = \bigvee_i x_i \bigvee_k (x_k \wedge z_k) \bigvee_{i,j} (x_i \wedge \tilde{y}_j) \bigvee_{j,i} (x_j \wedge \tilde{y}_i). \quad (7.29)$$

Для дерева відмов рис. 7.9 окремо записують логічну функцію для випадків тривалого Т та короткочасного К погашення шин  $1B$ .

$$Y(1B)_T = f_{1B} + f_{2B} + r + g\tilde{t}_{T_2} + t_{T_1}\tilde{t}_{T_2} + h_{Q_1}\tilde{t}_{T_2} + t_{T_2}\tilde{t}_{T_1} + \\ + h_{Q_2}\tilde{t}_{T_1} + g\tilde{h}_{Q_2} + t_{T_1}\tilde{h}_{Q_2} + h_{Q_1}\tilde{h}_{Q_2} + t_{T_2}\tilde{h}_{Q_1} + h_{Q_2}\tilde{h}_{Q_1}; \quad (7.30)$$

$$Y(1B)_K = 10h_Q + 10lh_Q^{B.C} + h_{Q_1}h_{Q_2}^{B.C} + h_{Q_1}h_{Q_1}^{B.C} + h_{Q_1}\tilde{s}_{PY} + \\ + gh_{Q_2}^{B.C} + gh_{Q_1}^{B.C} + g\tilde{s}_{PY} + t_{T_1}h_{Q_2}^{B.C} + t_{T_1}h_{Q_1}^{B.C} + t_{T_1}\tilde{s}_{PY}. \quad (7.31)$$

На четвертому етапі розв'язання задачі обчислюють показники надійності системи. Спочатку переходять від логічної функції відмов до алгоритму обчислення показників надійності. Для цього в логічній функції  $Y(U)$  замінюють знаки логічного множення на знаки арифметичного множення, знаки логічного додавання на знаки арифметичного додавання, символи подій відмов  $x$  замінюють на параметри потоку (частоти)  $Z_B x$ , символи станів  $\tilde{y}$  – на ймовірності  $q(\tilde{y})$ , а символи подій відмов спрацювання  $z^{B.C}$  – на умовні ймовірності  $Q(z^{B.C})$ . При цьому

$$q(\tilde{y}_i) = Z_B(x_i)T_B(\tilde{y}_i)/8760; \quad (7.32)$$

$$Q(z^{B.C.}) = 1/N_{B.C.}, \quad (7.33)$$

де  $N_{B.C.}$  – наробок на відмову як середня кількість робочих спрацювань від початку експлуатації до відмови у спрацюванні.

Алгоритм обчислення параметру потоку (частоти) відмов системи після цих замін набуває вигляду

$$\begin{aligned} Z_B(U) = & \sum_i Z_B(x_i) + \sum_k Z_B(x_k)Q(z_k^{B.C.}) + \\ & + \sum_{i,j} Z_B(x_i)q(\tilde{y}_j) + \sum_{j,i} Z_B(x_j)q(\tilde{y}_i). \end{aligned} \quad (7.34)$$

Алгоритм обчислення ймовірності відмови системи (відносної тривалості стану відмови) дещо складніший

$$\begin{aligned} q(U) = & (\sum_i Z_B(x_i)T_B(\tilde{y}_i) + \sum_k Z_B(x_k)Q(z_k^{B.C.})T_B(x_k, z_k^{B.C.}) + \\ & + \sum_{i,j} Z_B(x_i)q(\tilde{y}_j)T_B(x_i \wedge \tilde{y}_j) + \sum_{j,i} Z_B(x_j)q(\tilde{y}_i)T_B(x_j \wedge \tilde{y}_i))/8760, \end{aligned} \quad (7.35)$$

де  $T_B(x_k, z_k^{B.C.})$  – середній час відновлення в разі відмови у вимиканні пошкодження на приєднанні;  $T_B(x_i \wedge \tilde{y}_j)$ ,  $T_B(x_j \wedge \tilde{y}_i)$  – середній час відновлення в разі накладання відмови елемента одного кола на аварійний простій елемента іншого кола, тобто  $T_{Bj, Bj}$  та  $T_{Bj, Bi}$  відповідно.

Алгоритм обчислення параметру потоку (частоти) та ймовірності погашення секції 1В схеми рис. 7.9 можна отримати з виразів логічних функцій (7.30) та (7.31) і записати так

$$\begin{aligned} Z_B(1B)_T = & Z_{B1B} + Z_{B2B} + Z_{Br} + (Z_{Bg} + Z_{BT_1} + Z_{BQ_1})Z_{BT_2}T_{BT_2} / \\ & / 8760 + (Z_{BT_2} + Z_{BQ_2})Z_{BT_1}T_{BT_1} / 8760 + \end{aligned} \quad (7.36)$$

$$+ (Z_{Bg} + Z_{BT_1} + Z_{BQ_1})Z_{BQ_2}T_{BQ_2} / 8760 + (Z_{BT_2} + Z_{BQ_2})Z_{BQ_1}T_{BQ_1} / 8760;$$

$$\begin{aligned} Z_B(1B)_K = & 10Z_{BQ} + 10Z_{Bl}Q(h_Q^{B.C.}) + (Z_{BQ_1} + Z_{Bg} + Z_{BT_1})Q(h_{Q_2}^{B.C.}) + \\ & + (Z_{BQ_1} + Z_{Bg} + Z_{BT_1})Q(h_{Q_1}^{B.C.}) + (Z_{BQ_1} + Z_{Bg} + Z_{BT_1})Z_{BPy}T_{BPy} / 8760; \end{aligned} \quad (7.37)$$

$$\begin{aligned} q_B(1B)_T = & (Z_{B1B}T_{B1B} + Z_{B2B}T_{B2B} + Z_{Br}T_{Br}) / 8760 + (Z_{Bg}T_{Bg} + Z_{BT_1}T_{BT_1} \\ & + Z_{BQ_1}T_{BQ_1}) \cdot 0,5Z_{BT_2}T_{BT_2} / 8760^2 + (Z_{BT_2}T_{BT_2} + Z_{BQ_2}T_{BQ_2}) \times \\ & \times 0,5Z_{BT_1}T_{BT_1} / 8760^2 + (Z_{Bg}T_{Bg} + Z_{BT_1}T_{BT_1} + Z_{BQ_1}T_{BQ_1}) \times \\ & \times 0,5Z_{BQ_2}T_{BQ_2} / 8760^2 + (Z_{BT_2}T_{BT_2} + Z_{BQ_2}T_{BQ_2}) \cdot 0,5Z_{BQ_1}T_{BQ_1} / 8760^2; \end{aligned} \quad (7.38)$$

$$\begin{aligned} q_B(1B)_K = & 10Z_{BQ}T_{BQ} / 8760 + 10Z_{Bl}Q(h_Q^{B.C.})T_{BQ} / 8760 + \\ & + (Z_{BQ_1} + Z_{Bg} + Z_{BT_1})Q(h_{Q_2}^{B.C.})T_{BQ} / 8760 + (Z_{BQ_1} + Z_{Bg} + Z_{BT_1}) \times \\ & \times Q(h_{Q_1}^{B.C.})T_{BQ} / 8760 + (Z_{BQ_1} + Z_{Bg} + Z_{BT_1})Z_{BPy}T_{BPy}T_{BQ} / 8760^2, \end{aligned} \quad (7.39)$$



де  $0,5$  – коефіцієнт, що враховує накладання відмов одного елемента на вимушені простої іншого, коли зворотної події не існує;  $T_{oQ}$  – час оперативних перемикачів у схемі власних потреб для відновлення електропостачання секції шин.

**Приклад 7.3.** Розрахувати частоту та ймовірність погашення секції шин 1 В системи власних потреб ЕС, зображеної на рис. 7.8.

*Розв’язання.* Загальний розв’язок задачі наведено вище у вигляді виразів (7.36...7.39). Згідно з умовами задачі необхідно розрахувати

$$Z_B(1B) = Z_B(1B)_T + Z_B(1B)_K; \quad q_B(1B) = q_B(1B)_T + q_B(1B)_K.$$

Вихідні дані для обчислення показників надійності елементів схеми власних потреб ЕС візьмемо з табл. 4.10 і табл. 4.11, наведених у [14]. Усереднюючи ці дані, отримаємо

$$Z_{B1B} = Z_{B2B} = (2 \pm 1)10^{-3} = 2,0 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{B1B} = T_{B2B} = (1 \pm 0,5)10^{-3} \text{ років} = 8,8 \text{ години};$$

$$Z_{Br} = 1,0 \cdot 10^{-2} \text{ рік}^{-1}; T_{Br} = 53 \text{ години};$$

$$Z_{Bg} = 3,0 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1}; T_{Bg} = 17,6 \text{ години};$$

$$Z_{BQ_1} = Z_{BQ_2} = Z_{BQ} = 2,0 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{BQ_1} = T_{BQ_2} = T_{BQ} = 8,8 \text{ години};$$

$$Z_{BT_1} = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1}; T_{BT_1} = 44 \text{ години};$$

$$Z_{BT_2} = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ рік}^{-1}; T_{BT_2} = 88 \text{ годин};$$

$$Q(h_{Q_1}^{B.C.}) = Q(h_{Q_2}^{B.C.}) = 3,0 \cdot 10^{-3}; \quad Q(h_{Q_2}^{B.C.}) = 1,0 \cdot 10^{-3}.$$

$$\text{Додатково приймаємо: } T_{oQ} = 0,5 \text{ години}; \quad Z_{Bf} = 1,0 \cdot 10^{-4} \text{ рік}^{-1};$$

$$Z_{BPy} = 6,5 \cdot 10^{-2} \text{ рік}^{-1}; \quad T_{BPy} = 5 \text{ годин}.$$

Обчислення за (7.36...7.39) дають такі значення показників надійності:

$$Z_B(1B) = 3,4 \cdot 10^{-2} \text{ рік}^{-1}; \quad q_B(1B) = 1,79 \cdot 10^{-4}.$$

Логіко-ймовірнісний метод з побудовою дерева відмов широко використовують для аналізу надійності високорезервованих структур і насамперед схем електропостачання власних потреб ЕС і ПС. Використання цього методу детально описано в роботі [14].

#### 7.4. Принципи аналізу надійності систем блискавкозахисту розподільних установок

Електроустаткування РУ ЕС і ПС захищають від прямих ударів блискавки та від хвиль перенапруг грозового походження, що набігають з ЛЕП. Система блискавкозахисту ЕС і ПС розробляється під час їх проектування і може бути предметом аналізу та модернізації в умовах експлуатації цих енергооб'єктів.

**Захист від прямих ударів блискавки.** Прямий удар блискавки у струмопровідні елементи РУ може спричинити перекриття зовнішньої або пробиття внутрішньої ізоляції апаратів на корпус, перекриття гірлянд ізоляторів на портали. Захист від прямих ударів виконують блискавковідводи, які приймають на себе розряди блискавки та пропускають її на контур заземлення РУ.

Кожен блискавковідвід має зону захисту. Для одиничного стрижневого блискавковідводу вона утворюється простором, обмеженим поверхнею обертання у вигляді шатра. Устаткування заввишки  $h_x$  має розташовуватися на віддалі, не більшій за  $r_x$  від осі блискавковідводу заввишки  $h$ . Зв'язок між величинами  $r_x, h_x, h$  задається емпіричною формулою

$$r_x = K \cdot 1,6 / (1 + h_x / h) (h - h_x), \quad (7.18)$$

де коефіцієнт  $K = 1,0$  для  $h \leq 30$  м і  $K = 5,5\sqrt{h}$  для  $h = 30 \dots 100$  м.

Висоту, кількість та місця встановлення блискавковідводів вибирають такими, щоб зони захисту охоплювали всі струмопровідні елементи РУ.

В окремих випадках блискавка проривається через зони захисту блискавковідводів і вражає устаткування РУ. Досвід експлуатації та експерименти на моделях показали, що ймовірність прориву мала і становить приблизно  $10^{-3}$ . Для кількості ударів у блискавковідводи однієї ПС 0,05...0,3 на рік, річна кількість проривів дорівнює  $0,5 \dots 3,0 \cdot 10^{-4}$ , тобто один прорив припадає на 3300...20000 років. Тому з безпекою проривів не рахуються і фактичну частоту проривів блискавки повз блискавковідводи не розраховують.

Для РУ з великими значеннями опору  $z$  контура заземлення безпеку становлять навіть удари в блискавковідводи в разі невеликих значень амплітуди  $I$  та крутизни  $a$  хвилі струму блискавки.

На блискавковідводі під час кожного розряду блискавки формується потенціал, який цілком або частково переноситься на заземлені корпуси біля розташованих апаратів і може спричинити зворотне перекриття або пробиття ізоляції між корпусом та струмопровідними частинами. Можливі зворотні перекриття гірлянд ізоляторів на порталах, де встановлено блискавковідводи.

Імовірність зворотного перекриття розраховують за формулою (3.37) як для удару блискавки в опору повітряної ЛЕП. Розміщення межі області  $D_{l,a}$  небезпечних параметрів  $l$ ,  $a$  залежить від значення опору контура заземлення ПС та імпульсної міцності зовнішньої та внутрішньої ізоляцій електричних апаратів РУ. У більшості випадків імовірність зворотного перекриття мала і становить приблизно  $10^{-2}$ , що на порядок вище від імовірності прориву. Зворотні перекриття на ПС з нормованим опором контура заземлення виникають рідко (1 раз на 500 років), що дає змогу також не зважати і на ці удари блискавки. Проте в разі великого питомого опору ґрунту важко добитися малого опору заземлення, і нехтувати зворотними перекриттями в цьому випадку неприпустимо. Це стосується насамперед ПС напругою 35 кВ, які займають малу територію. Такі ПС треба захищати від прямих ударів блискавки блискавковідводами з окремими заземлювачами, електрично не зв'язаними з контуром заземлення ПС.

**Захист від набігаючих грозових хвиль.** Під час удару блискавки в ЛЕП або в землю близько до траси лінії на її проводах формуються хвилі імпульсних перенепруг і переміщаються до обох кінців ЛЕП. Набігаючи на РУ ПС чи ЕС, хвиля перенапруги  $u_{\text{наб}} t$  (рис. 7.6) зазнає багатократних відбиттів і заломлень у вузлах, утворених вхідними ємностями апаратів та відрізками проводів шин. У результаті цього в кожному вузлі РУ формується перенапруга  $u t$ , яка може спричинити перекриття зовнішньої та пробиття внутрішньої ізоляції відповідного апарата. У разі спрацювання вентильного розрядника (РВ на рис. 7.6) на його нелінійному опорі утворюється так звана залишкова напруга, яка обмежує перенапруги  $u t$  суміжних вузлів і мало впливає на перенапруги віддалених вузлів.

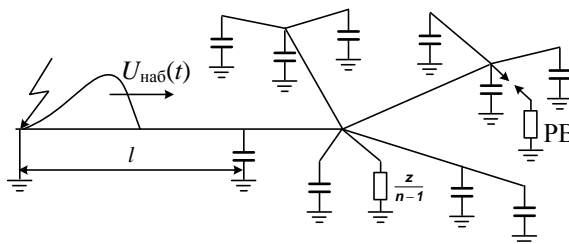


Рис. 7.6. Розрахункова схема РУ для аналізу імпульсних процесів

Перенапруги у вузлах РУ залежать від значень деяких детермінованих та випадкових величин. Детерміновані – це напруга спрацювання та нормована для допустимого струму залишкова напруга вентильного розрядника, кількість  $n$  приєднаних до шин РУ ліній з хвильовим опором  $z$ , кількість встановлених розрядників тощо. Випадкові – це амплітуда  $I$ , крутизна  $a$  та довжина  $\tau$  хвилі струму блискавки, віддалі  $l$ ,  $b$  місця удару від шин РУ та осі лінії відповідно.

Детерміновані величини визначають загальні умови захисту устаткування РУ від набігаючих з ЛЕП грозових хвиль. Напруга спрацювання і залишкова напруга вентильного розрядника скоординовані з імпульсною електричною міцністю ізоляції апаратів так, щоб розрядник міг захистити устаткування, віддалене від нього на певну віддаль, яка визначає його зону захисту. Зони захисту вентильних розрядників нормовані і дають змогу під час проектування РУ вибирати типи, кількість та місце встановлення розрядників. Якщо всі апарати і шини РУ перекриваються зонами захисту розрядників, то надійність захисту РУ від набігаючих з ліній грозових хвиль вважається достатньою.

Щоб реально оцінити ступінь надійності грозозахисту РУ, необхідно встановити показники її надійності. В основу методики оцінки надійності грозозахисту РУ покладено модель надійності для дискретних багатовимірних діянь. Для потреб практики з усіх можливих показників надійності блискавкозахисту РУ найчастіше визначають середньорічну кількість відмов РУ (інтенсивність відмов)  $n_{\text{ср}}$  або обернену до неї величину – кількість років безвідмовної роботи РУ під час гроз. Значення  $n_{\text{ср}}$  розраховують за формулою

$$n_{\text{ср}} = (N_o p_o + N_{\text{п}} p_{\text{п}} + N_{\text{т}} p_{\text{т}} + N_{\text{з}} p_{\text{з}}) p_{\text{д}}, \quad (7.19)$$

де  $N_o, N_{\text{п}}, N_{\text{т}}, N_{\text{з}}$  – середня на рік кількість розрядів відповідно в опору і трос поблизу неї, у провід лінії, у трос середньої частини прогону, в землю поблизу траси лінії;  $p_o, p_{\text{п}}, p_{\text{т}}, p_{\text{з}}$  – імовірності імпульсного порушення міцності ізоляції РУ для зазначених вище розрядів;  $p_{\text{д}}$  – імовірність переходу імпульсного порушення міцності ізоляції в силову дугу.

Величини  $N_o, N_{\text{п}}, N_{\text{т}}, N_{\text{з}}$  розраховують за такими формулами

$$N_o = N_{\text{т}} = N \cdot l_{\text{max}} / 2; \quad N_{\text{п}} = N \cdot p_{\text{пр}} \cdot l_{\text{max}}; \quad N_{\text{з}} = 2N \cdot l_{\text{max}} (b_{\text{max}} - b_{\text{min}}), \quad (7.20)$$

де  $N$  – кількість розрядів блискавки в лінію на 1 км її довжини;  $l_{\max}$  – найбільша довжина підходу лінії до РУ, розряди блискавки за межами якої безпечні для РУ;  $p_{\text{пр}}$  – імовірність прориву блискавки повз троси, яка залежить від кута захисту провода тросом;  $b_{\max}, b_{\min}$  – максимальна та мінімальна віддалі від осі лінії, що утворюють смугу землі, розряди в яку індукують на проводах небезпечні імпульсні хвилі.

$$N = 0,067 \cdot n \cdot 6h \cdot 10^{-3}, \quad (7.21)$$

де 0,067 – кількість розрядів на 1 км<sup>2</sup> поверхні землі за 1 грозову годину;  $n$  – кількість грозових годин у році;  $h$  – висота розміщення троса, м.

Відповідно до моделі для дискретних багатовимірних діянь, загальний вираз для обчислення ймовірності порушення міцності ізоляції РУ в разі одного удару блискавки на підходах ЛЕП до ЕС чи ПС набуває такого вигляду

$$p = \sum_{\ell} \Delta F(l) \sum_b \Delta F(b) \sum_I \Delta F(I) \sum_a \Delta F(a) \sum_{\tau} \Delta F(\tau) p(\vec{u}(t)), \quad (7.22)$$

де  $\Delta F l, \Delta F b, \Delta F I, \Delta F a, \Delta F \tau$  – прирости функцій розподілу випадкових величин, які формують напруги  $\vec{u}(t)$  на ізоляції апаратів у вузлових точках РУ;  $p(\vec{u}(t))$  – імовірність порушення ізоляції в одному з вузлів РУ у разі дії напруг  $\vec{u}(t)$ , сформованих одним розрядом блискавки із заданими параметрами хвилі струму  $I, a, \tau$  у місці підходу до шин РУ із заданими координатами  $l$  і  $b$ .

За виразом (7.22) шляхом варіювання значень усіх випадкових величин розраховують чотири різні ймовірності  $p_o, p_n, p_t, p_s$ . Закони розподілу параметрів хвилі струму блискавки відомі.

$$F(I) = 1 - \exp(-I/26); \quad F(a) = 1 - \exp(-a/16). \quad (7.23)$$

Розподіл довжини  $\tau$  хвилі струму блискавки близький до нормального закону з параметрами  $\tau_{\text{ср}} = 43$  мкс;  $\sigma = 15$  мкс.

$$F(\tau) = 1 - 1/(\sigma\sqrt{2\pi}) \int_{-\infty}^{\tau} \exp(-(t - \tau_{\text{ср}})^2 / (2\sigma^2)) dt. \quad (7.24)$$

Випадкові величини  $l, b$  підпорядковані рівномірному розподілові

$$F(l) = l/l_{\max}; \quad F(b) = (b - b_{\min}) / (b_{\max} - b_{\min}). \quad (7.25)$$

Врахувавши зазначене, отримуємо такий розрахунковий вираз для ймовірності  $p$

$$p = \frac{1}{l_{\max}} \cdot \frac{1}{b_{\max} - b_{\min}} \sum_l \Delta F(l) \sum_b \Delta F(b) \sum_I \Delta F(I) \sum_a \Delta F(a) \sum_{\tau} \Delta F(\tau) p(\vec{u}(t)). \quad (7.26)$$

Величини  $l_{\max}$ ,  $b_{\max}$ ,  $b_{\min}$  попередньо не обчислюють, оскільки під час визначення  $n_{c,p}$  вони скорочуються з відповідними величинами, що входять до складу  $N_o, N_{\Pi}, N_T, N_3$ . Параметр  $b$  враховують тільки для обчислення значення  $p_3$ .

Імовірність  $p(\vec{u}(t))$  використовують як критерій належності багатомірного вектора випадкових величин до області небезпечних параметрів ( $p(\vec{u}(t)) \neq 0$ ).

Обчислення значень  $p(\vec{u}(t))$  на кожному кроці варіювання дає змогу виконувати інтегрування без попереднього встановлення границі області небезпечних параметрів.

Імовірність  $p(\vec{u}(t))$  визначають розподілами величин, що враховують метеорологічні умови  $m$ , стан ізоляції  $c$ , природний розкид розрядних напруг  $u_p$ , а також параметри напруг  $\vec{u}(t)$ , що діють на ізоляцію. Цю імовірність слід розраховувати за виразом

$$p(\vec{u}(t)) = \sum_m \Delta F(m) \sum_c \Delta F(c) \sum_{u_p} \Delta F(u_p), \quad (7.27)$$

з одночасним контролем на кожному кроці варіювання належності напруги  $\vec{u}(t)$  власній області небезпечних параметрів шляхом виявлення факту наявності чи відсутності порушення міцності ізоляції.

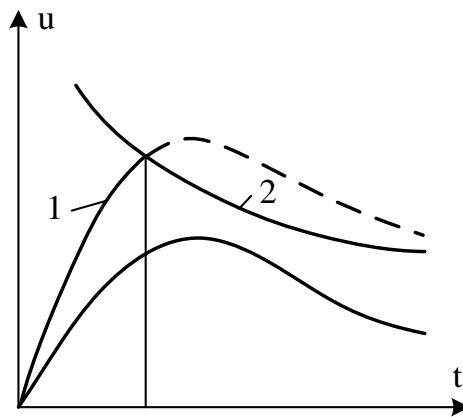


Рис. 4.7. Визначення ймовірності  $p(\vec{u}(t))$

Урахування факторів  $m$ ,  $c$ ,  $u_p$  надзвичайно складне і фактично не виконується. В існуючих моделях надійності грозозахисту ймовірність  $p(\vec{u}(t))$  обчислюють наближено шляхом порівняння напруги  $u$  і  $t$  (крива 1 на рис. 7.7) у кожному вузлі розрахункової схеми РУ з координатами вольт-секундної характеристики для зовнішньої ізоляції (крива 2 на рис. 7.7) або з координатами

лінії допустимих імпульсних діянь для внутрішньої ізоляції відповідного електричного апарата.

У такому разі  $p(\bar{u}(t))$  набуває тільки двох значень: одиниця, якщо хоча б в одному вузлі розрахункової схеми крива  $u(t)$  перетнула лінію відповідної обмежувальної характеристики; нуль, якщо крива  $u(t)$  не перетнула обмежувальної лінії в жодному з вузлів розрахункової схеми.

Зазвичай використовують вольт-секундні характеристики та рівні допустимих імпульсних діянь для нормованих хвиль ( $\tau_{ХВ} = 40$  мкс), що не дає змоги враховувати залежності імпульсної міцності ізоляції від форми перенапруг на устаткуванні РУ. Це істотний недолік існуючих моделей, оскільки така залежність значна і нехтування нею відчутно спотворює результати аналізу.

Враховати залежність імпульсної міцності ізоляції від форми діючих перенапруг можна, використовуючи математичну модель імпульсного розряду в повітряному проміжку. У такій моделі відтворюється переміщення головки лідера у проміжку в процесі зміни прикладеної до нього напруги  $u(t)$  та фіксується поступове скорочення довжини  $s$  не порушеної лідером частини проміжка. За умовою  $s=0$  встановлюється факт виникнення розряду. Тут імовірність  $p(\bar{u}(t))$  має також лише два значення: одиниця, якщо розряд настав хоча би в одному вузлі схеми; нуль, якщо розряд не настав у жодному з вузлів. Проте порівняно з попереднім випадком розмежування значень 0 і 1, тобто встановлення границі області небезпечних параметрів, тут виконується точніше, бо переміщення головки лідера враховує форму напруги  $u(t)$ .

Розглянуті моделі надійності грозозахисту РУ свого часу широко використовували для наукових та проектних досліджень. За їх допомогою розроблено використовувані зараз схеми блискавкозахисту, нормовано зони захисту вентильних розрядників, вирішено ряд інших принципових питань. Вони і зараз не втратили актуальність, оскільки будь-які зміни конструкції чи параметрів засобів захисту, а також імпульсної міцності електроустаткування ПС вимагають перевірки впливу цих змін на показники надійності блискавкозахисту.



### **7.5. Забезпечення надійності електричної частини електростанцій та знижувальних підстанцій**

Надійність роботи ЕС і ПС забезпечують на стадіях їх проектування, спорудження та експлуатації. На стадії проектування важливе значення має розроблення надійних головних схем електричних з'єднань, схем видачі потужності та живлення власних потреб. Під час спорудження ЕС та ПС повинна бути забезпечена висока якість усіх будівельно-монтажних робіт. На стадії експлуатації однаковою мірою важливі раціональне керування режимами та досконалість системи ТОР.

**Забезпечення надійності головних схем електричних з'єднань електричних станцій і підстанцій.** Головні схеми електричних з'єднань мають проектуватися так, щоб забезпечити високу надійність функціонування ЕС (ПС) у нормальних, ремонтних та післяаварійних експлуатаційних режимах. У нормальних режимах головна схема має забезпечувати виконання станцією (підстанцією) всіх покладених на неї функцій, а в ремонтних та післяаварійних режимах схема має забезпечувати збереження:

- необхідної кількості електричних зв'язків для видачі електроенергії від ЕС до ЕЕС та від ПС до споживачів;
- усіх транзитів потужності на шинах вищої та середньої напруги ПС.

Необхідного рівня надійності головних схем електричних з'єднань ЕС (ПС) на стадії проектування досягають, вибираючи відповідну структуру самої схеми; типів, параметрів та кількості силового устаткування; схем РУ вищої, середньої та нижчої напруги; засобів системної та технологічної автоматики.

Значно впливає на надійність головних схем рівень надійності силового устаткування. Генератори ЕС, трансформатори й автотрансформатори ЕС та ПС необхідно конструювати так, щоб забезпечувати безаварійність роботи в нормальних умовах, під час перевантажень, під час гроз, у пускових та спеціальних режимах тощо.

Експлуатація також володіє певними можливостями для підвищення надійності роботи силового електроустаткування. Насамперед в умовах експлуатації необхідно дотримуватися всіх норм і приписів системи ТОР та постійно вдосконалювати цю систему, а також неухильно дотримуватися режимних вимог.

Під час планових ремонтів силових агрегатів ліквідують виявлені під час оглядів і випробувань дефекти та несправності, щоб вони не розвинулися в пошкодження, замінюють зношені деталі для відновлення ресурсу, модернізують конструктивно недосконалі та малонадійні вузли і системи. Підвищення ефективності ТОР досягають впровадженням передових технологій ремонтних робіт та сучасних систем діагностики.

Діагностування технічного стану надзвичайно важливе для генерувальних агрегатів і силових трансформаторів. Неперервне чи навіть періодичне (під час режимних і планових зупинок та вимикань) діагностичне спостереження за характером зміни стану основних вузлів та елементів агрегату дає змогу запобігати пошкодженням і аваріям. Діагностування сприяє виробленню рекомендацій для проведення ремонтів за технічним станом, які забезпечують істотно вищу надійність роботи силового устаткування ЕС і ПС порівняно з періодичними ремонтами в системі ППР.

Режимні вимоги до силового електроустаткування доволі жорсткі. Для трансформаторів і автотрансформаторів не можна перевищувати допустимих норм систематичних навантажень і аварійних перевантажень. Для генераторів ЕС нормовано режими перевантажень за струмом статора та ротора, пускові та спеціальні режими, до яких належать: режим недозбудження, режим синхронного компенсатора, асинхронний режим та режим несиметричного навантаження. Для енергоблоків важливо не перевищувати нормованої кількості пусків та зупинок. Порушувати режимні вимоги недопустимо, оскільки їх кінцевим наслідком є передчасні відмови та зниження ресурсу устаткування.

**Забезпечення надійності власних потреб електричних станцій і підстанцій.** Споживачі власних потреб ЕС за вимогами до надійності електропостачання належать до 1-ї категорії. Серед них можна виділити групу особливо відповідальних споживачів, живлення яких повинно бути надійно резервованим.

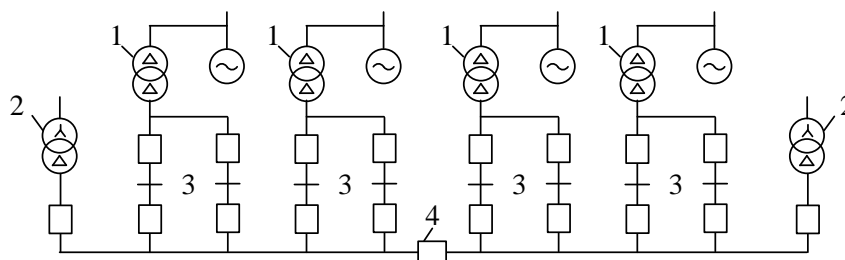


Рис. 7.10. Схема живлення власних потреб блочних ТЕС з агрегатами до 165 МВт

На рис. 7.10 зображено одну з найпростіших схем живлення власних потреб блочних ТЕС. Секції шин 3 власних потреб мають основне та резервне живлення. Робочі трансформатори 1 власних потреб приєднано до виводів генераторів, а резервні трансформатори 2 живляться від системи. Резервне живлення здійснюється від власних резервних трансформаторів, а в разі їх неробочих станів – від резервних трансформаторів суміжної групи блоків через секційний вимикач 4. Три канали передачі енергії до приводів відповідальних механізмів власних потреб забезпечують високу надійність їх електропостачання.

У системі власних потреб резервують не тільки живлення, але й частину механізмів (димососи, вентилятори, циркуляційні насоси, живильні та конденсатні насоси). Резервні механізми власних потреб мають меншу потужність ніж основні. Основні та резервні механізми приєднують до різних секцій шин, щоб блок міг працювати хоча б зі зниженою продуктивністю навіть у разі повного знеструмлення робочої секції шин, наприклад, під час КЗ. Для автоматичного пуску резервних механізмів використовують технологічні АВР. Вони вмикають резервні механізми за ознакою зміни деяких технологічних параметрів, наприклад, зниження тиску.

На роботу механізмів власних потреб істотно впливає якість електроенергії. Так, продуктивність насосів – найвідповідальніших механізмів власних потреб – залежить від частоти напруги живлення. На рис. 7.11 зображено залежність відносної продуктивності  $Q$  насосів, що працюють на зустрічний тиск, від їх відносної частоти  $n$  обертання. Для цих насосів зниження частоти напруги живлення на 5 % призводить до зниження продуктивності на 10–20 %. У разі більшого зниження частоти продуктивність насосів знижується до недопустимого рівня, після якого настає вимикання парогенераторів, тобто автоматична зупинка блоків.

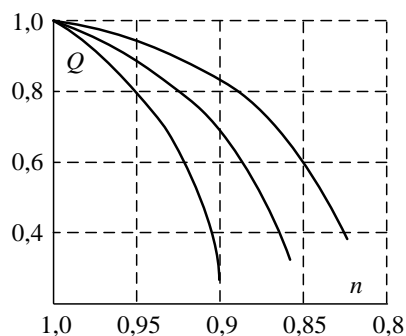


Рис. 7.11. Характеристики продуктивності насосів зустрічного тиску

Підвищені вимоги до частоти напруги ставлять насоси, приводами яких є електродвигуни. Для живильних насосів потужних блоків (понад 200 МВт) використовують турбопривід, але вимоги до стабільності частоти обертання високі і в цьому випадку. Тим більше, що для турбонасосів як резервні використовують насоси меншої потужності, оснащені електродвигунами.

Різке зниження частоти настає під час аварій на ЕС, пов'язаних з вимиканням генерувальних агрегатів. У разі виникнення відносно невеликих дефіцитів потужності в системі частоту здатні підтримувати пристрої АЧР. У разі важких аварій, щоб забезпечити нормальну частоту напруги живлення на агрегатах власних потреб, виконують поділи станцій або разом з місцевим районом відокремлюють їх від системи.

АЕС мають складні технологічні схеми та устаткування, що вимагає підвищеної уваги до питань надійності власних потреб. Крім цього, на АЕС діють системи безпеки, тобто локалізувальні й захисні системи, відмови яких у разі виникнення аварійних ситуацій можуть призводити до викидів радіоактивних речовин. Тому схеми живлення власних потреб АЕС мають забезпечувати значно вищу надійність електропостачання порівняно з іншими типами станцій. Надійнішими мають бути і самі механізми власних потреб.

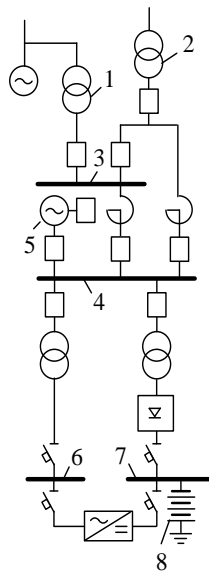


Рис. 7.12. Спрощена схема власних потреб блока АЕС

На рис. 7.12 наведено спрощену схему живлення власних потреб блока АЕС. Шини 6 кВ власних потреб розділено на шини нормальної експлуатації 3 і шини надійного живлення 4. Шини нормальної експлуатації отримують основне і резервне живлення від робочого 1 та резервного 2 трансформаторів, як у схемах власних потреб ТЕС.

Шини надійного живлення також зв'язані з робочим і резервним трансформаторами та додатково живляться від дизель-генератора 5 потужністю близько 5,5 МВт, який автоматично запускається і завантажується протягом 10 – 15 с.

На низькій напрузі власних потреб АЕС передбачають шини змінного 6 і постійного 7 струмів безперебійного живлення. Безперебійності живлення споживачів від цих шин досягають їх зв'язками через понижувальні трансформатори з шиною надійного живлення та нормальної експлуатації, а також з акумуляторною батареєю 8.

Для підвищення надійності роботи власних потреб АЕС використовують не тільки схемні, а й функціональні можливості. Наприклад, під час знеструмлення шин власних потреб циркуляція в технологічній схемі підтримується протягом декількох секунд за рахунок дії маховиків циркуляційних насосів. Враховуючи важкі наслідки аварій на АЕС, схеми живлення та системи власних потреб АЕС загалом постійно вдосконалюють.

До надійності роботи власних потреб ПС ставлять менш жорсткі вимоги. Їх механізми не резервують, а електропостачання приводів виконують від двох джерел живлення з автоматичним вмиканням резервного джерела.

На двотрансформаторних ПС 35–750 кВ встановлюють по два трансформатори власних потреб, потужність яких вибирають за навантаженням електроприймачів власних потреб з урахуванням допустимості 30-відсоткового перевантаження під час аварійних і планових ремонтів одного з трансформаторів. Потужність електроприймачів власних потреб ПС мала, тому вони всі живляться від вторинної напруги 380/220 В трансформаторів власних потреб.

**Забезпечення надійності розподільних установок електричних станцій і підстанцій.** Надійність РУ визначається надійністю їх схем, надійністю електроустаткування і насамперед комутаційної апаратури, надійністю контактних з'єднань та ізоляції, надійністю грозозахисту. Надійність РУ має бути високою. Така вимога зумовлена важкими наслідками пошкоджень у них, особливо на системах шин, які часто призводять до важких системних аварій.

Схеми РУ вибирають на стадії проектування ЕС і ПС. Досвід експлуатації, техніко-економічні показники, розрахунки ступеня надійності дали змогу розробити нормативні вимоги щодо використання конкретних схем РУ залежно від номінальної напруги, кількості присьєдань, типу ЕС та ПС. Такі нормативні вимоги даються в Нормках технологічного проектування та відповідній довідковій літературі, наприклад [24]. Дотримання цих вимог забезпечує рівень надійності вибраних схем РУ, близький до оптимального. Лише в особливих випадках виникає потреба розраховувати показники надійності та уточнювати загальні нормативні вимоги щодо вибору схем РУ.

На стадії проектування ЕС і ПС вирішують також питання забезпечення блискавкозахисту РУ. Ефективність захисту РУ від прямих ударів блискавки забезпечується правильним вибором висоти, кількості та місць встановлення громовідводів, а також спорудженням контура заземлення з опором не вищим від нормованого значення. Ефективність захисту РУ від набігаючих з повітряних ЛЕП хвиль грозового походження забезпечується обмеженням імпульсного струму через вентиляльні розрядники (до 5–14 кА залежно від типу розрядника) та віддалей між розрядниками і захищуваним устаткуванням до нормованого значення зон захисту.

Для обмеження струму через вентиляльний розрядник, необхідно запобігти прямим ударам блискавки у проводи ПЛ поблизу РУ або різко зменшити ймовірність таких ударів. Для цього ділянки безтросових ліній завдовжки 1–3 км (підходи до ПС) захищають тросами. Якщо ж лінія захищена тросом по всій довжині, то на підходах до РУ ретельно виконують додаткові вимоги: опір заземлення кожної опори не повинен перевищувати 10 Ом; кут захисту проводів тросом не повинен перевищувати 30°.

Під час спорудження РУ особливу увагу необхідно звертати на монтаж контактних з'єднань. Враховуючи їх велику кількість у межах території кожного РУ, можливі епізодичні порушення окремих з'єднань, що істотно впливає на показники надійності РУ. Тому під час виконання монтажних робіт намагаються забезпечити достатню щільність контакту та механічну міцність кожного з'єднання. Якість монтажних робіт перевіряють під час здавання РУ в експлуатацію, одним з етапів якої є комплексне випробування устаткування під навантаженням протягом 72 годин.

На цьому етапі контролюють температурний режим усіх контактних з'єднань. Контактні з'єднання, температура яких перевищила допустиму, відбраковують і монтують повторно.

В умовах експлуатації надійність РУ забезпечують такими заходами:

- догляд і нагляд за устаткуванням і приміщеннями;
- періодичні огляди устаткування та конструкцій;
- температурний контроль устаткування та контактних з'єднань;
- профілактичні випробовування ізоляції;
- діагностування стану силового устаткування;
- спеціальні випробовування конструктивних елементів;
- планово-попереджувальні та післяаварійні ремонти устаткування та систем шин.

Для РУ важливого значення набуває забезпечення надійності роботи зовнішньої ізоляції, особливо в місцевостях з забрудненою атмосферою. Для цього ізоляцію чистять, миють, покривають гідрофобними пастами і, за потреби, посилюють. Періодичне сухе чи вологе чищення ізоляції (2–3 рази на рік) є основним засобом боротьби з її забрудненням. Ізолятори відкритих РУ напругою 35–750 кВ найефективніше очищуються через обливання переривчастим чи неперервним струменем води під тиском.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Чому надійність покриття електростанцією заданого графіка навантаження характеризує роботу ЕС як елемента ЕЕС.
2. Причини виникнення відмов елементів РУ.
3. Особливості забезпечення надійної роботи різних схем РУ електростанцій та підстанцій.
4. Процес функціонування системи власних потреб ЕС.
5. Фізичну сутність захисту електроустаткування РУ ЕС і ПС від прямих ударів блискавки.
6. Чим забезпечується надійність електричної частини РУ ЕС і ПС.

### Треба вміти:

1. Дати чітке визначення поняття надійності роботи РУ ЕС і ПС.



2. Записати і проаналізувати вираз для визначення ймовірності робочих станів енергоблоків.

3. Розрахувати відносну величину середньодобового дефіциту потужності на ЕС.

4. Визначити переваги та недоліки різних схем РУ ЕС і ПС.

5. Оцінити надійність системи власних потреб ЕС за допомогою методу дерева відмов.

6. Навести засоби забезпечення надійності РУ ЕС і ПС на стадії проектування.

**Слід запам'ятати, що:**

1. ЕС повинні забезпечити надійне покриття заданих графіків навантаження.

2. Надійна робота ЕС і ПС залежить від надійності електроустаткування та схем електричних з'єднань електроустановки.

3. Таблично-логічний метод дає змогу визначити показники надійності як структурних схем ЕС, так схем РУ.

4. Основним методом аналізу надійності системи власних потреб є метод дерева відмов, що формулює логічну функцію відмови системи.

5. Забезпечення надійності електричної частини ЕС і ПС здійснюється на стадії їх проектування і в процесі їх експлуатації.

**Контрольні питання і завдання для самостійної роботи**

1. Поясніть метод аналізу надійності роботи ЕС з РУ однієї підвищеної напруги.

2. На яких загальних принципах будується методика аналізу надійності схем РУ?

3. Проаналізуйте характерні випадки відмов вимикачів у схемі РУ.

4. Як заміщується РУ в розрахункових схемах надійності?

5. На яких принципах ґрунтується методика аналізу надійності блискавкозахисту ЛЕП та ПС?

6. У чому полягають особливості аналізу надійності живлення власних потреб ЕС та ПС?

7. Поясніть особливості побудови дерева відмов.

8. Якими засобами та заходами забезпечують надійність електричної частини ЕС?

## РОЗДІЛ 8

### РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

#### **8.1. Таблично-логічний метод розрахунку показників надійності головних схем електричних з'єднань електростанцій та підстанцій**

Відповідно до таблично-логічного методу розрахунку по чергово розглядають відмови елементів електроустановки, виявляють їх наслідки в нормальному та ремонтному станах. Розрахунок виконують у табличній формі: по вертикалі фіксують ряд елементів, що враховуються ( $i$ -й ряд) у процесі визначення надійності, а по горизонталі – ряд розрахункових режимів ( $j$ -й ряд).

До елементів установки належать приєднання (генератори, трансформатори, лінії), вимикачі, збірні шини.

За розрахункові елементи, для яких визначають показники надійності, беруть:

- генерувальні приєднання (генератори або трансформатори енергоблоків та зв'язків);
- лінії, якщо їх аварійне відключення викликає обмеження видачі електроенергії в систему або місцевому споживачу.

Вихідними даними є частота відмов, середній час відновлення, частота та тривалість планових ремонтів елементів електроустановки.

За допомогою таблиці розрахункових зв'язків фіксують наслідки відмов варіативних елементів, а потім визначають частоту та середню тривалість таких розрахункових аварійних ситуацій за рік: аварійних знижень генерувальної потужності та аварійних перерв у електропостачанні споживачів.

Проектування схеми електричних з'єднань має такі етапи: розроблення структурної схеми та обрання електричної схеми РП різних напруг.

**Визначення показників надійності структурних схем.** Розглядають відмови трансформаторів (автотрансформаторів) блоків та зв'язків між РП та їх розрахункові наслідки, оскільки лише вони є варіативними елементами під час проектування структурної схеми.

На цьому етапі вважають, що схеми РП усіх варіантів однакові. Кількість елементів структурної схеми порівняно невелика, тож таблиці розрахункових зв'язків можна не складати.

Відмова трансформатора блока призводить до аварійної втрати потужності генератора на час відновного ремонту трансформатора. Такі наслідки будуть в усіх варіантах структурної схеми, за винятком ремонтного стану блока. Відповідно, середньорічну недовидачу електроенергії в систему через відмови трансформатора одиничного блока (без генераторного вимикача) обчислюють так:

$$\Delta W_{\Gamma} = P_{\text{ном.}\Gamma} \frac{T_{\text{уст}}}{8760} Z_T (1 - q_{\text{р.б}}) T_{\text{в.т}}, \quad (8.1)$$

де множник  $\frac{T_{\text{уст}}}{8760}$  відповідає графіку роботи генератора ( $T_{\text{уст}}$  – кількість годин використання встановленої потужності генератора);  $Z_T T_{\text{в.т}}$  – параметр потоку (частота) відмов та середній час відновлення трансформатора (автотрансформатора);  $q_{\text{р.б}}$  – імовірність ремонтного стану блока, яку розраховують за виразом

$$q_{\text{р.б}} = \frac{Z T_{\text{в}} + \mu T_{\text{р}}}{8760}, \quad (8.2)$$

де  $Z$ ,  $T_{\text{в}}$ ,  $\mu$ ,  $T_{\text{р}}$  – показники ремонтного елемента (енергоблока). За відомих характерних графіків навантаження генератора за зимові та літні доби кількість годин використання встановленої потужності, год/рік, визначають за формулою

$$T_{\text{уст}} = \frac{W_{\text{доб.з}} N_{\text{з}} + W_{\text{доб.л}} N_{\text{л}}}{P_{\text{ном.}\Gamma}},$$

де  $W_{\text{доб.з}}$ ,  $W_{\text{доб.л}}$  – електроенергія, яку виробляє генератор за зимові та літні доби, кВт·год;  $N_{\text{з}}$ ,  $N_{\text{л}}$  – кількість робочих діб у зимовому та літньому сезонах.

Якщо генератор увімкнено в блок із підвищувальним блоковим автотрансформатором (АТБ), то між АТБ і генератором завжди передбачають генераторний вимикач (ВГ). Тоді співвідношення (8.1) набуде вигляду

$$\Delta W_{\Gamma} = P_{\text{НОМ.Г}} \frac{T_{\text{ВСТ}}}{8760} (Z_T T_{\text{В.Т}} + Z_{\text{В}} T_{\text{В.В}}) (1 - q_{\text{р.б}}), \quad (8.3)$$

де  $Z_{\text{В}}, T_{\text{В.В}}$  – параметр потоку (частота) відмов та середній час відновлення генераторного вимикача.

У разі відмови  $i$ -го елемента блока (АТБ або ВГ) втрачається не тільки потужність генератора, але і транзитна потужність, яка передається через АТБ. Якщо втрата цієї потужності в деякому  $j$ -му стані структурної схеми (з імовірністю  $q_j$ ) спричиняє аварійне зниження генерувальної потужності інших енергоблоків  $\Delta P_{\Gamma}$ , то визначають додаткову недовидачу електроенергії в систему:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\Gamma} \frac{T_{\text{ВСТ}}}{8760} \sum_{i=1}^2 Z_i q_j T_{ij},$$

де  $T_{ij}$  – середня тривалість аварій.

Нормальне електропостачання споживачів мережі СН може бути порушено через відмову АТБ або ВГ у деяких режимах структурної схеми, тоді визначають недовідпущення електроенергії споживачам.

Зв'язок між РП ВН та РП СН може бути здійснено через окремий автотрансформатор зв'язку (АТЗ). Методика визначення недовидання електроенергії від його відмови аналогічна до методики розрахунку недовидання електроенергії від порушення транзитного зв'язку в схемі з блоковим підвищувальним автотрансформатором.

Корисно оцінити доцільність установлення резервних трансформаторів, обираючи структурну схему. Їх установлення потребує додаткових капіталовкладень, проте підвищує надійність схеми, оскільки час аварійного простою блока через відмову його трансформатора зменшується. Він складатиметься із часу, потрібного для від'єднання пошкодженого трансформатора (2–4 год), часу перекочування та приєднання резервного трансформатора (3–10 год) та часу подальшого пуску блока (1–6 год).

Таким чином, час заміни  $T_3$  становить від 6 до 20 год. З огляду на це, обчислюючи  $\Delta W_r$  у разі відмови блокового трансформатора або автотрансформатора замість середнього часу відновлення  $T_{в.т}$  використовують час заміни  $T_3$ . При цьому пошкоджений трансформатор після закінчення відновлювального ремонту стане резервним.

**Розрахунок показників надійності схем розподільних пристроїв.** Під час вибору електричної схеми РП варіативними елементами є вимикачі та збірні шини. На початковому етапі, коли кількість елементів велика, потрібно скласти таблицю розрахункових зв'язків. Підвищувальні трансформатори та автотрансформатори, а також генератори, залишаються незмінними, тому в усіх варіантах схем РП цих елементів у таблиці розрахункових зв'язків не вводять.

Обирають таку модель вимикача: власні відмови вимикачів враховують сумарною частотою відмов у статичному стані та під час оперативних перемикачів, а відмови під час автоматичних відключень — відносною частотою відмов  $a_{в.авт}$ . Для спрощення розрахунків вважають:

- усі пошкодження вимикача призводять до втрати обох елементів, які він з'єднує;
- параметр потоку (частоту) відмов вимикачів визначають залежно від їх розміщення у схемі;
- послідовні відмови двох вимикачів не розглядають через малу ймовірність накладання цих двох подій;
- відмови у разі автоматичних відключень вимикачів ураховують лише за пошкоджень на лініях у нормальному стані схеми.

Відмову у разі автоматичних відключень не розглядають через малу ймовірність таких аварійних ситуацій. Винятком є схеми з двома системами збірних шин, з одним вимикачем на приєднання.

У нормальному стані працюють обидві системи шин, а в разі ремонту однієї з них всі приєднання підключають до іншої шини, і тоді відмова будь-якого вимикача під час автоматичного відключення зумовлює знеструмлення всього РП, тобто призводить до дуже тяжких наслідків.

### **Алгоритм визначення показників надійності розподільних пристроїв для електростанцій.**

1. Будують ряд урахованих елементів схеми та визначають параметр потоку (частоту) відмов  $Z_i$  для вимикачів, а для ліній – добуток питомої частоти відмов (на 100 км довжини лінії) на довжину. Визначаючи кількість операцій для вимикача, частотою відмов трансформаторів та збірних шин можна нехтувати.

Ураховуваними називають елементи, відмова яких у нормальному або ремонтному стані схеми спричиняє аварійне відключення розрахункових елементів. Самі розрахункові елементи немає потреби заносити у вертикальний ряд, адже їх відмова зазвичай не пов'язана з надійністю схеми РП. Отже, вертикальний ряд містить вимикачі, лінії та збірні шини. Автотрансформатори зв'язку як високонадійні до враховуваних елементів можна не вносити.

2. Будують ряд ремонтних (планових та відновних) станів (горизонтальний ряд таблиці) та розраховують згідно з виразом (8.2) їх імовірність (відносну тривалість) упродовж року.

Для маневрених електростанцій у ряд станів слід уводити, крім ремонтів, ще й режимні відключення елементів. До режимного ряду заносять лише ті елементи, відключення яких для планового ремонту або з режимних міркувань суттєво знижує надійність розрахункових елементів. Так, наприклад, у схемах із комутацією приєднань через один вимикач до режимного ряду заносять вимикачі та збірні шини, у схемах із комутацією приєднань через два вимикача – лише вимикачі.

3. Визначають імовірність нормального стану схеми:

$$q_0 = 1 - \sum q_j. \quad (8.4)$$

4. Виконують аналіз відмов елементів за нормального та ремонтного станів схеми. Фіксують у таблиці аварійні ситуації, які призводять до зниження генерувальної потужності: записують у відповідній графі таблиці втрачену генерувальну потужність  $\Delta P_r$  та середній час відновлення нормальної роботи генератора після аварії  $T_{ij}$ .

Заповнюючи таблицю, можна розглядати лише ті аварійні ситуації, які спричиняють недовидачу електроенергії в систему (споживачам), а саме:

- відмови вимикачів розрахункових приєднань за всіх станів схеми;
- відмови враховуваних елементів у таких ремонтних режимах схеми, в яких розрахункові приєднання на тривалий час відключаються від РП;

- стійкі КЗ на повітряних лініях;
- аварії із відключенням двох та більше розрахункових елементів.

Середній параметр потоку (середню частоту) аварії, спричиненої відмовою  $i$ -го елемента за  $j$ -го стану схеми, обчислюють перемноженням відповідних показників горизонтального  $Z_i$  та вертикального  $q_j$  рядів:

$$Z_{ij} = Z_i q_j.$$

Під час КЗ на лінії з відмовою вимикача в автоматичному відключенні за нормального стану схеми відображають у графі таблиці, що відповідає стовпцю  $q_0$  та рядку пошкодженої лінії. Середній параметр потоку (середня частота) такої аварійної ситуації

$$Z_{ij} = Z_i q_0 a_{\text{в.авт}}.$$

Значення  $T_{ij}$  оцінюють залежно від характеру аварійної ситуації:

- генератор не можна ввести в роботу, поки не буде виконано відновного ремонту елемента, що відмовив, тоді

$$T_{ij} = T_{\text{в}};$$

- елемент (вимикач), що відмовив, можна відділити роз'єднувачами та відновити роботу генератора відповідними операціями, час вимушеного простою генератора складатиметься із часу оперативних перемикачів ( $T_{\text{оп}} = 0,5$  год) та часу пуску енергоблока з гарячого стану (для ТЕС)  $T_{\text{п}} = 0,5$  год:

$$T_{ij} = T_{\text{оп}} + T_{\text{п}} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ год};$$

- відмова вимикача відбулася під час ремонту суміжного вимикача вузла, до якого приєднано генератор, відновити роботу генератора можна лише після завершення ремонту одного з двох вимикачів.



Згідно з теорією ймовірностей, ураховуючи, що для вимикачів середній час відновлення  $T_{\text{в}}$  завжди менший, ніж середній час планового ремонту  $T_{\text{р}}$ , отримаємо:

$$T_{ij} = T_{\text{в}.i} - \frac{T_{\text{в}.i}^2}{2T_{\text{р}.j}}, \quad (8.5)$$

де  $T_{\text{в}.i}$  – середній час відновлення  $i$ -го вимикача після відмови;  $T_{\text{р}.j}$  – середня тривалість планового ремонту  $j$ -го вимикача.

5. Використовуючи дані таблиці, визначають сумарну тривалість кожної з розрахункових аварійних ситуацій за рік ( $\sum Z_{ij}T_{ij}$ ).

6. Розраховують середньорічний недовідпуск електроенергії в систему:

$$\Delta W_{\text{г}} = \frac{T_{\text{вст}}}{8760} \sum \Delta P_{\text{г}} Z_{ij} T_{ij}.$$

На електростанції з місцевим навантаженням або на підстанції аварія в РП може зумовити порушення електропостачання споживачів. У такому разі середньорічне недовідпущення електроенергії споживачам

$$\Delta W_{\text{спож}} = P_{\text{max}} \frac{T_{\text{max}}}{8760} \sum Z_{ij} T_{ij},$$

де  $P_{\text{max}}$  – максимальна потужність споживача, кВт;  $T_{\text{max}}$  – кількість годин використання максимального навантаження, год/рік.

7. Використовуючи отримані значення показників надійності, визначають збиток

$$З = З_0 \Delta W_{\text{г}} = З_0 \frac{T_{\text{вст}}}{8760} \sum \Delta P_{\text{г}} Z_{ij} T_{ij}, \quad (8.6)$$

де  $З_0$  – питомий збиток від недовідпуску електроенергії, у.о./кВт·год.

**Приклад 8.1.** Розрахувати показники надійності трьох варіантів структурної схеми ТЕС 4×500 МВт, подані на рис. 8.1.

Параметри енергоблоків:  $P_{\text{ном.г.}} = 500$  МВт;  $T_{\text{вст}} = 7000$  год/рік;  $P_{\text{вл.п.}}$  6 % від  $P_{\text{ном.г.}}$ . Параметри промислового району:  $U = 220$  кВ;  $P_{\text{max}} = 300$  МВт;  $\cos \varphi = 0,85$ . Наявний резерв енергосистеми  $P_{\text{рез}} = 700$  МВт.

а)

[illegible][illegible]

265

Таблиця 8.1

**Максимальні перетоки потужності між РП 220 кВ і 500 кВ**

Варіанти	Нормальний стан схеми	Блок РП 220 кВ перебуває у ремонті
1	260 (із РП 220 кВ у РП 500 кВ)	255 (із РП 500 кВ у РП 220 кВ)
2	225 (із РП 500 кВ у РП 220 кВ)	—
3	812 (із РП 220 кВ у РП 500 кВ)	260 (із РП 220 кВ у РП 500 кВ)

Таблиця 8.2

**Показники надійності елементів структурної схеми ТЕС**

Елементи	Z, 1/рік	T <sub>с</sub> , год/1	μ, 1/рік	T <sub>p</sub> , год/1
Енергоблоки 500 МВт	11	120	1	600
Трансформатори з U <sub>ВН</sub> = 500 кВ	0,04	200	1	70
Трансформатори з U <sub>ВН</sub> = 220 кВ	0,02	150	1	50
Повітряні вимикачі 20 кВ	0,04	20	0,33	60

*Розв'язання.* 1. Визначаємо склад ураховуваних елементів у варіантах структурної схеми: трансформаторів (Т) та АТБ, АТЗ між РП 500 кВ та 220 кВ, ВГ. Їх показники надійності наведено в табл. 8.2.

2. Відповідно до виразу (8.2) обчислюємо ймовірність ремонтних режимів елементів:

– енергоблока

$$q_{p.б} = \frac{11 \cdot 120 + 1 \cdot 600}{8760} = 0,219;$$

– автотрансформатора зв'язку АТЗ (трифазного) або блока АТБ (група однофазних АТ) із U<sub>ВН</sub> = 500 кВ:

$$q_{p.АТЗ} = \frac{0,04 \cdot 200 + 70}{8760} = 0,0089;$$

$$q_{p.АТБ} = 3 \cdot 0,0089 = 0,0267.$$

3. Відповідно до виразу (8.1) розраховуємо середньорічний недовідпуск електроенергії в систему через відмови трансформаторів блоків:

– для блока, приєднаного до РП 500 кВ:

$$\Delta W_r = 500 \cdot 10^3 \frac{7000}{8760} 0,04(1 - 0,219)200 = 2,50 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік};$$

– для блока, приєднаного до РП 220 кВ:

$$\Delta W_r = 500 \cdot 10^3 \frac{7000}{8760} 0,02(1 - 0,219)150 = 0,936 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

4. Відповідно до виразу (8.3) визначаємо середньорічний недовідпуск електроенергії генератора в систему через відмови у групі з однофазних АТБ та ВГ (варіант 3):

$$\Delta W_r = 500 \cdot 10^3 \frac{7000}{8760} (3 \cdot 0,04 \cdot 200 + 0,04 \cdot 20)(1 - 0,219) = 7,74 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

5. Оцінюємо можливі наслідки відмов АТЗ за варіантом 1. Аварійна навантажувальна спроможність АТЗ

$$1,4S_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 250 = 350 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Це більше, ніж максимальні значення перетікання потужності між РП 500 кВ та 220 кВ у розрахункових станах схеми (табл. 8.1): нормальному (260 МВ·А) та під час ремонту блока 4 (255 МВ·А).

Відмову одного АТЗ у період ремонту другого АТЗ можна не враховувати, оскільки середня тривалість таких аварійних ситуацій надзвичайно мала:

$$2z_i q_j T_{ij} = 2z_T q_{p.ATC} 0,5T_{p.AT} = 2 \cdot 0,04 \cdot 0,0089 \cdot 0,5 \cdot 70 = 0,025 \text{ год} / \text{рік},$$

де  $T_{ij} = 0,5T_{p.AT}$ .

6. Оцінюємо можливі наслідки відмов АТЗ за варіантом 2. Аварійна пропускна спроможність АТЗ  $1,4 \cdot 320 = 448 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Максимальне навантаження мережі 220 кВ становить 255 МВ·А. Таким чином, у разі відмови одного з двох паралельно ввімкнених АТЗ недовидання електроенергії споживачам не буде. Відмову одного АТЗ у період ремонту другого АТЗ, як і у варіанті 1, можна не враховувати.

7. Оцінюємо наслідки втрати транзитної потужності через аварійні відключення АТБ у варіанті 3.

Відповідно до табл. 8.1 найбільше перетікання потужності з РП 220 кВ до РП 500 кВ відбувається за нормального стану схеми та становить 812 МВ·А. У разі аварійного відключення одного АТБ (відмова самого АТБ чи ВГ) – другий продовжує роботу і зможе передати всю транзитну потужність, оскільки

$$1,4S_{\text{ном}} - S_{\text{HH}} = 1,4 \cdot 1000 - \frac{500 - 0,06 \cdot 500}{0,85} = 967 \text{ МВ} \cdot \text{А} > 812 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахуємо середню тривалість найбільш важкої аварійної ситуації в цьому варіанті схеми, коли відмова АТБ (або ВГ) відбувається під час ремонту другого АТБ:

$$\sum z_i q_j T_{ij} = 2(z_{\text{АТБ}} q_{\text{р.АТ}} \cdot 0,5 T_{\text{р.АТ}} + z_{\text{В}} q_{\text{р.АТ}} T'_{\text{ОП}}) = \\ = 2(0,04 \cdot 0,0267 \cdot 0,5 \cdot 70 + 0,04 \cdot 0,0267 \cdot 1,0) = 0,226 \text{ год/рік.}$$

Розраховуючи час оперативних перемикачів  $T'_{\text{ОП}}$ , беруть не 0,5 год, а 1,0 год, оскільки, крім операцій роз'єднувачем, у колі ВГ слід відновлювати зв'язок між РП 500 та 220 кВ.

У разі порушення зв'язку між РП 500 та 220 кВ один генератор (Г3 або Г4) доведеться відключати, і тоді недовідпуск потужності в систему 500 кВ становитиме:

$$\Delta P_{\text{Г}} = P_{\text{ном.Г}} (1 - 0,06) + S_{\text{пер}} \cos \varphi = 500(1 - 0,06) + 260 \cdot 0,85 = 691 \text{ МВт.}$$

Тоді згідно з виразом (8.5) середньорічний недовідпуск електроенергії

$$\Delta W_{\text{Г}} = 691 \frac{7000}{8760} 0,226 = 0,125 \cdot 10^6 \text{ кВт·год/рік.}$$

8. Визначимо сумарний середньорічний недовідпуск електроенергії в систему:

- за варіантом 1  $\Delta W_{\text{Г}} = 3 \cdot 2,50 \cdot 10^6 + 1 \cdot 0,936 \cdot 10^6 = 8,44 \cdot 10^6 \text{ кВт·год/рік;}$
- за варіантом 2  $\Delta W_{\text{Г}} = 4 \cdot 2,50 \cdot 10^6 = 10,00 \cdot 10^6 \text{ кВт·год/рік;}$
- за варіантом 3  $\Delta W_{\text{Г}} = 2 \cdot 7,74 \cdot 10^6 + 2 \cdot 0,936 \cdot 10^6 + 0,125 \cdot 10^6 = 17,47 \cdot 10^6 \text{ кВт·год/рік.}$

Недовідпуску електроенергії споживачам енергосистеми немає, адже аварійне зниження генерувальної потужності в усіх випадках не перевищує  $P_{\text{рез}} = 700 \text{ МВт}$ . Енергопостачання споживачів у всіх трьох варіантах дуже надійне, тому показником недовідпуску електроенергії місцевому району навантаження можна нехтувати.

9. Визначимо середньорічні збитки від недовідпуску електроенергії в систему.

Оскільки  $\Delta W_{\text{спож}} = 0$ , то є лише системні збитки  $З_{\text{с}}$ . Розрахуємо значення  $З_{\text{с}}$  за виразом (8.6), обравши питомі збитки 0,15 у. о./кВт·год:

- за варіантом 1  $З_{\text{с}} = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 8,44 \cdot 10^6 = 1260 \text{ тис. у. о./рік;}$

– за варіантом 2  $Z_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 10,0 \cdot 10^6 = 1500$  тис. у. о./рік;

– за варіантом 3  $Z_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 17,47 \cdot 10^6 = 2620$  тис. у. о./рік.

Оцінюємо, як відобразиться на надійності трьох варіантів структурної схеми встановлення резервних трансформаторів: трифазного трансформатора 630 МВ·А,  $U_{BH} = 500$  кВ для трьох блоків (Г1–Г3) у варіанті 1 та чотирьох блоків (Г1–Г4) у варіанті 2, резервної фази 333 МВ·А,  $U_{BH} = 500$  кВ для двох груп однофазних автотрансформаторів (АТБ1, АТБ2) у варіанті 3.

Враховуючи, що в усіх варіантах використовуються потужні великогабаритні трансформатори та автотрансформатори, обираємо час їх заміни резервним  $T_3$  по верхній межі – 20 год. Середньорічне недовидання електроенергії в систему через відмови резервованих трансформаторів та автотрансформаторів зменшиться відповідно у  $T_{в.т}/T_3 = 200/20 = 10$  разів. У результаті отримаємо:

– за варіантом 1:

$$\Delta W_r = 3 \frac{2,50}{10} 10^6 + 1 \cdot 0,936 \cdot 10^6 = 1,686 \cdot 10^6 \text{ кВт·год/рік};$$

$$Z_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 1,686 \cdot 10^6 = 253 \text{ тис. у. о./рік};$$

– за варіантом 2:

$$\Delta W_r = 4 \frac{2,50}{10} 10^6 = 1,0 \cdot 10^6 \text{ кВт·год/рік};$$

$$Z_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0 \cdot 10^6 = 150 \text{ тис. у. о./рік};$$

– за варіантом 3:

$$\Delta W_r = 500 \cdot 10^3 \frac{7000}{8760} (3 \cdot 0,04 \cdot 200 + 0,04 \cdot 20)(1 - 0,219) + 2 \cdot 0,936 \cdot 10^6 + 0,125 \cdot 10^6 = 4,0 \cdot 10^6 \text{ кВт·год/рік};$$

$$Z_c = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 4,0 \cdot 10^6 = 600 \text{ тис. у. о./рік}.$$

Якщо питомий збиток дорівнює 0,015 у.о./кВт·год, то резервні трансформатори економічно доцільні лише у варіанті 3 (резервна фаза для двох груп однофазних блочних автотрансформаторів).

**Приклад 8.2.** Визначити показники надійності для шести варіантів схеми електричних з'єднань РП 500 кВ, поданих на рис. 8.2. Оцінити, як впливають на надійність генераторні вимикачі.

*Вихідні дані.* Проектований РП 500 кВ належить ТЕС з енергоблоками 500 МВт ( $T_{\text{вст}} = 7000$  год/рік). До РП 500 кВ має бути приєднано: три енергоблоки потужністю по 500 МВт, два автотрансформатора зв'язку з РП 220 кВ потужністю по 250 МВ·А та три паралельні лінії електропередачі довжиною по 400 км, які приєднують ТЕС до енергосистеми (рис. 8.1, а).

Параметри енергосистеми:  $P_{\text{max}} = 8750$  МВт,  $T_{\text{max}} = 6000$  год/рік, аварійний резерв 700 МВт, уставка АЧР 48,0 Гц.

Параметри вимикачів 500 кВ:  $a_{\text{в.оп}} = 2,5 \cdot 10^{-3}$ ,  $a_{\text{в.авт}} = 8 \cdot 10^{-3}$  без АПВ та  $a_{\text{в.авт}} = 9 \cdot 10^{-3}$  з АПВ.

Показники надійності елементів наведено в табл. 8.3. У разі відключення однієї (двох) ПЛ 500 кВ лінії, що продовжують роботу (з невеликим обмеженням) зможуть передати всю потужність ТЕС у систему. Відключення одного АТЗ не призводить до аварійного зниження генерувальної потужності. Відключення обох АТЗ призводить до порушення електропостачання району ( $P_{\text{max}} = 300$  МВт,  $T_{\text{max}} = 6780$  год/рік), оскільки блок Г4 (рис. 8.1, а) не може працювати ізольовано на мережу 220 кВ. Передавання потужності блока через АТЗ неможливе через його недостатню пропускну здатність (послідовне включення блока та АТЗ може здійснюватися, наприклад, у варіанті 1, якщо відключено вимикачі В7 та В8 на рис. 8.2, а). Розрахунок балансів потужностей ТЕС у різних режимах наведено у прикладі 8.1.

Таблиця 8.3

**Показники надійності елементів схеми електричних з'єднань РП 500 кВ**

Елементи	Z, 1/рік	$T_{\text{в}}$ , г/1	$\mu$ , 1/рік	$T_{\text{р}}$ , г/1
Енергоблоки 500 МВт	11	120	1	600
Лінії 500 кВ	0,25 на 100 км	20	10	10
Трансформатори с $U_{\text{ВН}} = 500$ кВ	0,04	200	1	70
Вимикачі 500 кВ	0,14	160	0,33	450
Вимикачі 20 кВ	0,04	20	0,33	60
Збірні шини 500 кВ на одне приєднання	0,01	6	0,167	30



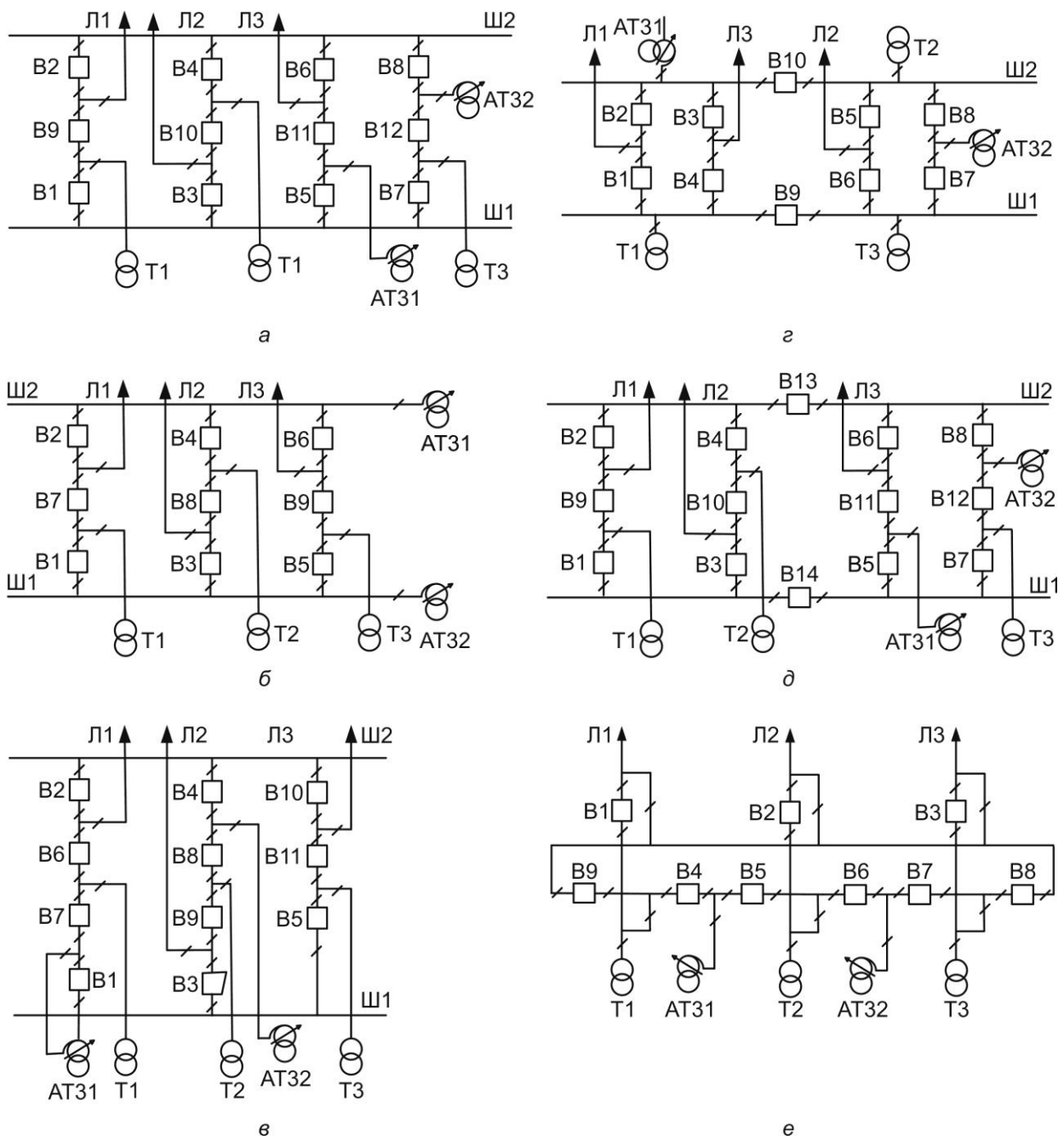


Рис. 8.2. Варіанти схеми електричних з'єднань РП напругою 500 кВ:

а – схема 3/2; б – схема шини-трансформатор; в – схема 4/3;  
 г – два пов'язаних чотирикутника; д – схема 3/2 секціонована;  
 е – генератор-трансформатор-лінія із вирівнювально-обхідним багатокутником

*Розв'язання.* До складу враховуваних елементів вертикального ряду таблиці розрахункових зв'язків варіантів схеми РП 500 кВ (рис. 8.1) входять вимикачі, лінії, збірні шини. Кожен варіант розглянемо у двох підваріантах: без генераторних вимикачів, із генераторними вимикачами.

До складу ремонтних режимів схеми належать: ремонти всіх вимикачів 500 кВ та нормальний стан схеми. Ремонти збірних шин та автотрансформаторів через їх малу відносну тривалість не розглядаємо. Розрахункові аварійні ситуації: відключення енергоблоків чи відключення двох АТЗ через відмови в РП 500 кВ.

Вплив генераторних вимикачів на надійність РП розрахуємо для кожного варіанта за різних умов: якщо немає (підваріант а) та якщо є (підваріант б) генераторні вимикачі.

*Розрахунок показників надійності підваріанта 1а (схема 3/2 без генераторних вимикачів).*

1. Складаємо вертикальний ряд ураховуваних елементів таблиці розрахункових зв'язків (табл. 8.4).

Параметр потоку (частота) відмов:

$$\text{— ліній } Z_{\text{л}} = \frac{0,25L}{100} = \frac{0,25 \cdot 400}{100} = 1,0 \text{ 1/рік};$$

$$\text{— збірних шин } Z_{\text{ш}} = 0,01 \cdot 4 = 0,04 \text{ 1/рік};$$

$$\text{— вимикачів 500 кВ } Z_{\text{в}} = 0,2 \cdot 0,14 + 0,0025 N_{\text{оп}} = 0,028 + 0,0025 N_{\text{оп}},$$

$$\text{де } Z_{\text{в.ст}} = 0,2 Z_{\text{в}}.$$

Визначаємо кількість операцій, здійснених вимикачами за рік (значеннями  $Z_{\text{ат}}$  та  $Z_{\text{ш}}$  через те, що вони малі, нехтуємо), для вимикачів:

— В2, В3, В6:

$$N_{\text{оп}} = 4\mu_{\text{л}} + 2\mu_{\text{ш}} + 3Z_{\text{л}}(1 - a_{\text{в.авт}}) = 4 \cdot 10 + 2 \cdot 0,167 \cdot 4 + 3 \cdot 1,0(1 - 0,008) = 44,3 \text{ 1/рік};$$

— В5, В8:

$$N_{\text{оп}} = 4\mu_{\text{ат}} + 2\mu_{\text{ш}} = 4 \cdot 1,0 + 2 \cdot 0,167 \cdot 4 = 5,3 \text{ 1/рік};$$

— В11:

$$N_{\text{оп}} = 4(\mu_{\text{л}} + \mu_{\text{ат}}) + 3Z_{\text{л}}(1 - a_{\text{в.авт}}) = 4(10 + 1) + 3 \cdot 1,0(1 - 0,009) = 47 \text{ 1/рік};$$

— В1, В4, В7:

$$N_{\text{оп}} = 4(\mu_{\text{б}} + 0,9Z_{\text{б}}) + 3\mu_{\text{ш}} + 3 \cdot 0,1Z_{\text{б}}(1 - a_{\text{в.авт}}) = 4(1 + 0,9 \cdot 11) + 2 \cdot 0,167 \cdot 4 + 3 \cdot 0,1 \cdot 11(1 - 0,008) = 48,2 \text{ 1/рік};$$

– B9, B10:

$$N_{\text{оп}} = 4(\mu_{\text{б}} + 0,9Z_{\text{б}} + \mu_{\text{л}}) + 3(0,1Z_{\text{б}} + Z_{\text{л}})0,991 = 4(1,0 + 0,9 \cdot 11 + 10) + 3(0,1 \cdot 11 + 1)0,991 = 89,8 \text{ 1/рік};$$

– B12:

$$N_{\text{оп}} = 4(\mu_{\text{б}} + 0,9Z_{\text{б}} + \mu_{\text{ат}}) + 3 \cdot 0,1Z_{\text{б}}(1 - a_{\text{в.авт}}) = 4(1,0 + 0,9 \cdot 11 + 1) + 3 \cdot 0,1 \cdot 11 \cdot 0,992 = 50,9.$$

Сумарна кількість операцій, здійснених вимикачами в РП 500 кВ за один рік:

$$3 \cdot 44,3 + 2 \cdot 5,3 + 47 + 3 \cdot 48,2 + 2 \cdot 89,8 + 50,9 = 566 \text{ 1/рік}.$$

Ураховуючи малу різницю в кількості операцій, обираємо для вимикачів B1, B2, B3, B4, B6, B7, ВЦ і B12 однакове значення

$$N_{\text{оп}} = N_{\text{оп.сер}} = 42, \text{ і тоді } Z_{\text{в}} = 0,028 + 0,0025 \cdot 42 = 0,133 \text{ 1/рік}.$$

$$\text{Для B9, B10 } Z_{\text{в}} = 0,028 + 0,0025 \cdot 89,8 = 0,252 \text{ 1/рік};$$

$$\text{для B5, B8 } Z_{\text{в}} = 0,028 + 0,0025 \cdot 5,3 = 0,041 \text{ 1/рік}.$$

2. Складаємо горизонтальний ряд ремонтних режимів вимикачів та за виразом (8.2) визначаємо їх імовірність. Ураховуючи, що ймовірність ремонтного стану вимикачів залежить від тривалості планових ремонтів, обираємо для всіх вимикачів 500 кВ однакові значення  $q_{\text{в}}$ , розраховані за середнім статистичним значенням  $Z_{\text{г}} = 0,14$  (див. табл. 8.3),

$$q_{\text{в}} = \frac{0,14 \cdot 160 + 0,33 \cdot 450}{8760} = 0,02.$$

3. Розраховуємо за виразом (8.4) імовірність нормального стану схеми

$$q_0 = 1 - 12 \cdot 0,02 = 0,76.$$

4. Заповнюємо таблицю розрахункових зв'язків (табл. 8.4).

Здебільшого відмови враховуваних елементів супроводжуються відключенням одного енергоблока ( $\Delta P_{\text{а}} = 500$  МВт) на 1 год (час операцій у РП та час пуску блока з гарячого стану). Якщо під час ремонту одного з вимикачів блока (B9) відмовляє другий (B1), то час простоювання блока за виразом (8.5)

$$T_{ij} = 160 - \frac{160^2}{2 \cdot 450} = 132 \text{ год}.$$

У разі відмови збірних шин під час ремонту блочного вимикача середнього ряду час простою блока дорівнюватиме часу відновлення збірних шин  $T_{в.ш}$ , оскільки час планового ремонту вимикача значно більший за час відновлення збірних шин,

$$T_{ij} = T_{в.ш} = 6 \cdot 4 = 24 \text{ год.}$$

Відмова блочного вимикача В1 (В7) під час ремонту вимикача середнього ряду В12 (В9) призводить до відключення одночасно двох блоків ( $\Delta P_r = 1000$  МВт). Через 1 год буде введено у роботу один із блоків, які вимкнулися, а ще через 1 год – другий. Отже, упродовж 1 год дефіцит потужності  $\Delta P_r$  становитиме 1000 МВт та ще впродовж 1 год – 500 МВт. До аналогічних наслідків призведе відмова В1 (В4) під час ремонту В8 (В7), оскільки разом з відключенням блока з Т1 (Т2) відключиться і блок із Т3.

5. Використовуючи дані табл. 8.4, визначаємо сумарну тривалість розрахункових аварійних ситуацій за рік:

$$\text{якщо } \Delta P_r = 500, \sum Z_{ij} T_{ij} = 4,364 \text{ год/рік};$$

$$\text{якщо } \Delta P_r = 1000 \text{ МВт, } \sum Z_{ij} T_{ij} = 4 \cdot 0,133 \cdot 0,02 \cdot 1 = 0,0106 \text{ год/рік.}$$

Слід зазначити, що приблизно 73 % сумарної тривалості аварійних простоїв блоків ( $\Delta P_r = 500$  МВт) припадає на частку простоїв, зумовлених накладанням відмови одного блочного вимикача на ремонт другого ( $T_{ij} = 132$  год), і лише близько 23 % – на частку простоїв через відмови вимикачів у нормальному та інших ремонтних режимах.

6. Визначаємо за виразом (8.6) середньорічний недовідпуск електроенергії в систему:

$$\text{якщо } \Delta P_r = 500 \text{ МВт, } \Delta W_{r1} = \frac{7000}{8760} 500 \cdot 10^3 \cdot 4,364 = 1740 \cdot 10^3 \text{ кВт·год/рік};$$

$$\text{якщо } \Delta P_r = 1000, \text{ МВт, } \Delta W_{r2} = \frac{7000}{8760} 1000 \cdot 10^3 \cdot 0,0106 = 8,5 \cdot 10^3 \text{ кВт·год/рік.}$$

Таблиця 8.4

## Розрахункові зв'язки для схеми 3/2 (варіант 1)

ВННЕРНЗП	Частота відмов, 1/рік		Генерувальна потужність, яка втрачається ( $\Delta P_{\Gamma}$ , МВт) та середня тривалість аварії ( $T_{ij}$ , год) у режимах	Ремонтному для вимикачів, $q = 0,02$											
	1а (без ВГ)	1б (з ВГ)		В1	В2	В3	В4	В5	В6	В7	В8	В9	В10	В11	В12
B1	0,133	0,041	$\frac{500}{1}$	–	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{1000}{1}, \frac{500}{1}$	$\frac{500}{132}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{1000}{1}, \frac{500}{1}$
B2	0,133	0,133	–	$\frac{500}{1}$	–	–	–	–	–	$\frac{500}{1}$	–	–	$\frac{500}{1}$	–	–
B3	0,133	0,133	–	–	–	–	$\frac{500}{1}$	–	–	–	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	–	–	$\frac{500}{1}$
B4	0,133	0,041	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	–	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{1000}{1}, \frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{132}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$
B5	0,041	0,041	–	–	–	–	–	–	–	–	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	–	–	$\frac{500}{1}$
B6	0,133	0,133	–	–	–	–	–	–	–	$\frac{500}{1}$	–	–	$\frac{500}{1}$	–	–
B7	0,133	0,041	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	–	$\frac{500}{132}$	$\frac{1000}{1}, \frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{132}$
B8	0,041	0,041	–	–	–	–	–	–	–	$\frac{500}{132}$	–	–	$\frac{500}{1}$	–	–
B9	0,252	0,146	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{132}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	–	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$
B10	0,252	0,146	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{132}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	–	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$
B11	0,133	0,133	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Закінчення табл. 8.4

B12	0,133	0,048	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	$\frac{500}{1}$	-
J11	1		$\frac{500}{1}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
J12	1		$\frac{500}{1}$	-	-	-	$\frac{500}{1}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
J13	1		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III1	0,04		-	-	-	-	-	-	-	$\frac{500}{24}$	$\frac{500}{24}$	$\frac{500}{24}$	$\frac{500}{24}$	$\frac{500}{24}$	$\frac{500}{24}$	$\frac{500}{24}$
III2	0,04		-	-	-	-	-	-	-	$\frac{500}{24}$	-	-	-	$\frac{500}{24}$	-	-

7. Розраховуємо збиток від ненадійності РП.

Системний збиток за  $Z_{o,c} = 0,15 \cdot 10^{-3}$  тис. у.о./кВт·год становитиме:

$$Z_c = 0,15 \cdot 10^{-3} (1740 + 8,5) 10^3 = 262 \text{ тис. у. о./рік.}$$

Під час аварій зі скиданням потужності  $\Delta P_r = 1000$  МВт дефіцит потужності в системі  $1000 - 700 = 300$  МВт. Йому відповідає зниження частоти в системі:

$$\Delta f = \frac{50 \cdot 300}{2 \cdot 8750} = 0,86 \text{ Гц.}$$

Частота в системі знизиться до  $f = 50 - 0,86 = 49,14$  Гц, що вище від уставки АЧР 48 Гц. Отже, споживачі системи відключатися не будуть і  $Z_{\text{спож}} = 0$ .

Щоб розрахувати збиток від зниження частоти в системі, обчислимо значення питомого збитку  $Z_{o,f} = 0,034$  у.о./кВт·год.

$$\text{Визначимо, що } Z_f = 8750 \cdot 10^3 \cdot 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0106 \frac{2}{24} = 0,26 \text{ тис. у.о./рік}$$

(можна знехтувати).

Сумарний збиток

$$Z_{\Sigma} = 262 + 0,26 \approx 262 \text{ тис. у.о./рік.}$$

*Розрахунок показників надійності підваріанта 1б (схема 3/2 із генераторними вимикачами).*

Установлення вимикачів ВГ у ланцюгах генераторів енергоблоків суттєво скорочує кількість операцій вимикачами в РП 500 кВ, оскільки всі відключення-включення енергоблоків будуть здійснювати генераторні вимикачі, у результаті чого підвищиться надійність РП 500 кВ. Але відмови самих генераторних вимикачів спричинятиме тривалі (на час відновлювального ремонту вимикача) простої блоків, тобто надійність блоків знижуватиметься. Оцінімо, як установка генераторних вимикачів вплине на результуючу надійність (сумарний збиток) такого варіанта схеми РП. Порядок розрахунку зберігаємо попередній. Використаємо таблицю розрахункових зв'язків (табл. 8.4), складену для підваріанта 1а. Нові значення  $Z_i$  проставляємо у вертикальному стовпці 1б.



1. Визначаємо кількість операцій вимикачами блоків за рік, нехтуючи значенням  $Z_{ВГ}$ :

– В1, В4, В7:

$$N_{оп} = 4\mu_T + 2\mu_{ш} = 4 \cdot 1,0 + 2 \cdot 0,167 \cdot 4 = 5,3 \text{ 1/рік};$$

– В9, В10:

$$N_{оп} = 4(\mu_T + \mu_{л}) + 3Z_{л} \cdot 0,992 = 4(1 + 10) + 3 \cdot 1 \cdot 0,992 = 47 \text{ 1/рік};$$

– В12:

$$N_{оп} = 4(\mu_T + \mu_{ат}) = 4(1 + 1) = 8 \text{ 1/рік}.$$

Кількість операцій іншими вимикачами РП 500 кВ залишається такою самою, як у варіанті 1а.

– ВГ1, ВГ2, ВГ3:

$$N_{оп} = 2(\mu_{б} + Z_{б,тех}) + Z_{б,ел}(1 - a_{в.авт}) = 2(1 + 0,9 \cdot 11) + 0,1 \cdot 11 \cdot 0,992 = 22,91 \text{ 1/рік}.$$

Сумарна кількість операцій усіма вимикачами за рік

$$3 \cdot 5,3 + 2 \cdot 47 + 8 + 3 \cdot 44,3 + 2 \cdot 5,3 + 47 + 3 \cdot 22,9 = 377 \text{ 1/рік}.$$

Частота відмов вимикачів, 1/рік:

– В1, В4, В7:

$$Z_{в} = 0,028 + 0,0025 \cdot 5,3 = 0,041;$$

– В9, В10:

$$Z_{в} = 0,028 + 0,0025 \cdot 47 = 0,146;$$

– В12

$$Z_{в} = 0,028 + 0,0025 \cdot 8 = 0,048.$$

2. Імовірність ремонтів вимикачів РП 500 кВ  $q_{\hat{a}} = 0,02$ . Імовірність ремонтів блока за виразом (8.2)

$$q_{\hat{б}} = \frac{11 \cdot 120 + 1 \cdot 600}{8760} = 0,22.$$

3. Імовірність нормального стану схеми РП 500 кВ  $q_0 = 0,76$ . Імовірність нормального стану блока становить:

$$(1 - q_{\hat{б}}) = 1 - 0,22 = 0,78.$$

4. Сумарна тривалість розрахункових аварійних ситуацій за рік:

а) у РП 500 кВ:

$$\text{якщо } \Delta P_r = 500 \text{ МВт, } \sum Z_{ij} T_{ij} = 2,062 \text{ год/рік};$$

$$\text{якщо } \Delta P_r = 1000 \text{ МВт, } \sum Z_{ij} T_{ij} = 4 \cdot 0,041 \cdot 0,02 \cdot 1 = 0,0033 \text{ год/рік};$$

б) у разі відмов ВГ:

якщо  $\Delta P_r = 500$  МВт,  $\sum Z_{ii} T_{ii} = N_{ВГ} Z_{ВГ} (1 - q_6) T_{ВГ} = 3 \cdot 0,04 \cdot 0,78 \cdot 20 = 1,87$  год/рік.

5. Середньорічне недовідпущення електроенергії в систему:

а) через відмови в РП 500 кВ:

якщо  $\Delta P_r = 500$  МВт,  $\Delta W_{r1} = \frac{7000}{8760} \cdot 500 \cdot 10^3 \cdot 2,062 = 825 \cdot 10^3$  кВт·год/рік;

якщо  $\Delta P_r = 1000$  МВт,  $\Delta W_{r2} = \frac{7000}{8760} \cdot 1000 \cdot 10^3 \cdot 0,0033 = 2,6$  кВт·год/рік;

б) через відмови ВГ:

якщо  $\Delta W_{r3} = \frac{7000}{8760} \cdot 500 \cdot 10^3 \cdot 1,87 = 747 \cdot 10^3$  кВт·год/рік.

7. Збиток від ненадійності схеми за різних умов:

$Z_c = 0,15 \cdot 10^{-3} (825 + 2,6 + 747) 10^3 = 236$  тис. у. о./рік;

$Z_f = 8750 \cdot 10^3 \cdot 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0033 \frac{2}{24} = 0,082$  тис. у.о./рік (можна знехтувати);

$U_\Sigma = 236 + 0,082 \approx 236$  тис. у.о./рік (проти 262 тис. у.о./рік у підваріанті 1а).

Із розрахунку видно, що з установленням генераторних вимикачів сумарний збиток знизився приблизно на 11 %.

У підсумковій табл. 8.5 наведено показники надійності інших варіантів, а також кількість операцій вимикачами за рік.

Аналіз даних таблиці показує, що найбільшу надійність за таких вихідних умов має схема «генератор–трансформатор–лінія» (ГТЛ) із вирівнювально-обхідним багатокутником без вимикачів у ланцюгах генераторів. Такий результат можна пояснити, по-перше, значно меншою кількістю операцій, здійснених вимикачами, порівняно з іншими варіантами схем і, по-друге, уникненням тривалих простоїв блоків у разі відмов вимикачів у РП 500 кВ (кожен блок підключено до вузла з трьома вимикачами).

Установлення генераторних вимикачів у блоках базової ТЕС, підключених до РП 500 кВ, по-різному впливає на надійність: у схемі ГТЛ із вирівнювально-обхідним багатокутником сумарний збиток збільшується, у схемі 4/3 залишається майже незмінним, а в усіх інших схемах дещо зменшується.

Таблиця 8.5

## Показники надійності для різних варіантів схеми РП 500 кВ

Показники електричних схем	Схема 3/2		Шини-трансформатори		Схема 4/3		Зв'язані цотирикутники		Схема 3/2 із секціонуванням		ГТЛ зі зрівнювально-обхідним багатокутником	
	1а	1б	2а	2б	3а	3б	4а	4б	5а	5б	6а	6б
Кількість операцій, здійснених вимикачами, 1/год	566	377	510	385	502	378	610	386	509	384	412	187
Недовидання $\Delta W_{Г1} \cdot 10^3$ , кВт·год./рік	1740	825	1865	910	1678	952	538	284	1637	781	510	217
Недовидання $\Delta W_{Г2} \cdot 10^3$ , кВт·г/рік	8,5	2,6	19,0	3,0	4,24	1,43	345	84,5	–	–	0	0
Недовидача $\Delta W_{Г3} \cdot 10^3$ , кВт·год./рік	–	747	–	745	–	745	–	745	–	745	–	745
Системний збиток $Z_c$ , тис. у.о/рік	262	236	281	249	252	254,8/	132,4	167,3	245,6	229,2	76,5	144,5
Збиток від зниження частоти $Z_f$ , тис. у.о/рік	0,26	0,082	2,2	0,8	1,1	0,38	88,5	21,6	–	–	0	0
Сумарний збиток $Z_\Sigma$ , тис. у.о/рік	262	236	283,2	249,8	253,1	255	220,9	188,9	245,6	229,2	76,5	144,5

## 8.2. Розрахунок показників надійності електростанцій, теплових мереж та енергокомпаній

Відмова ( $n_{\text{відм}}$ ) – це технологічне порушення, яке полягає у втраті об'єктом спроможності виконувати потрібну функцію, тобто порушення його працездатного стану. Показники надійності відмови розраховують за фактичними даними відповідно до актів розслідування технологічних порушень.

Загальну кількість відмов для електростанцій і теплових мереж визначають підсумовуванням відмов їх енергоустановок або елементів, а для енергокомпаній – відмов електричних станцій і теплових мереж, які входять до їх складу.

Середнє напрацювання на відмову  $T_{\text{відм}}^{\text{сер}}$  – це напрацювання устаткування до першої відмови або між відмовами, тобто перебування у робочому стані, яке обчислюють за формулою, год:

$$T_{\text{відм}}^{\text{сер}} = \frac{\sum T_{\text{роб}}}{\sum n_{\text{відм}}}, \quad (8.7)$$

де  $\sum T_{\text{роб}}$  – сумарне напрацювання устаткування або групи устаткування за заданий період в годинах, згідно з ГОСТ 27625 (цей період має бути не менше двох років). У разі визначення середнього напрацювання за квартал або рік, якщо немає відмов, середнє напрацювання не розраховують;  $\sum n_{\text{відм}}$  – сумарна кількість відмов устаткування за такий самий період.

Параметр потоку (частоту) відмов  $Z$  в одиницях на 1000 год, що залежить від кількості відмов устаткування на 1000 год роботи, визначають за формулою

$$Z = \frac{\sum n_{\text{відм}}}{\sum T_{\text{роб}}} \cdot 10^3, \quad (8.8)$$

де  $\sum n_{\text{відм}}$  – сумарна кількість відмов устаткування за певний період, який розглядають;  $\sum T_{\text{роб}}$  – сумарне напрацювання устаткування за такий самий період у годинах.

Коефіцієнт непланових простоїв  $K_{н.пл}$  – це частка сумарного часу відновлення від календарного часу, яку розраховують у відсотках за формулою

$$K_{н.пл} = \frac{\sum T_{відн}}{T_k} \cdot 100, \quad (8.9)$$

де  $\sum T_{відн}$  – сумарна тривалість часу відновлення устаткування за певний період, год;  $T_k$  – календарний час за такий самий період, год.

Питомі показники пошкоджуваності устаткування електростанцій – це кількість відмов на одиницю устаткування  $K_n^y$ , на 1000 кВт·год виробленої електричної енергії  $K_n^{ел}$  або на гігаджоуль (гігакалорію) теплової енергії  $K_n^m$ .

Питомі показники надійності:

$$K_n^y = \frac{n}{z}; \quad (8.10)$$

$$K_n^{ел} = \frac{n}{\sum E} \cdot 10^3; \quad (8.11)$$

$$K_n^m = \frac{n}{\sum Q}, \quad (8.12)$$

де  $n$  – кількість відмов на однотипному устаткуванні за певний період;  $z$  – кількість одиниць однотипного устаткування;  $\sum E$  – кількість електроенергії, виробленої однотипним устаткуванням за цей період, тис. кВт·год;  $\sum Q$  – кількість тепла, виробленого однотипним устаткуванням за заданий період, ГДж (Гкал).

Питомий показник пошкоджуваності магістралей теплових мереж  $K_n^{т.м.}$  в одиницях відмов на 1 км теплових магістралей розраховують за формулою

$$K_n^{т.м.} = \frac{n^{т.м.}}{L^{т.м.}}, \quad (8.13)$$

де  $n^{т.м.}$  – кількість відмов у магістралях теплових мереж за заданий період;  $L^{т.м.}$  – довжина теплових мереж, км. Показник  $K_n^{т.м.}$  визначають для груп магістралей діаметром трубопроводів 500 мм і більше.

Коефіцієнт використання встановленої потужності  $K_{\text{вн}}$  – це частка виробленої електроенергії від теоретично можливої у разі номінального навантаження визначають у відсотках за формулою

$$K_{\text{вн}} = \frac{\sum E}{T_{\text{к}} N_{\text{у}}} \cdot 100, \quad (8.14)$$

де  $\sum E$  – сумарне вироблення електроенергії устаткуванням за заданий період, тис. кВт·год;  $T_{\text{к}}$  – календарний час за такий самий період, год;  $N_{\text{у}}$  – установлена електрична потужність турбогенератора, МВт.

Для теплофікаційних енергоблоків і теплоелектроцентралей (ТЕЦ) коефіцієнт  $K_{\text{в}}$  визначають аналогічно окремо для електричної та теплової потужності кожного турбоагрегату, групи однотипних турбоагрегатів і енергоблоків. Тільки замість  $\sum E$  та  $N_{\text{у}}$  у формулу (8.14) підставляють еквівалентні значення величин  $\sum E_{\text{екв}}$  у тисячах кіловат-годин і  $N_{\text{у,екв}}$  у мегаватах, які, відповідно, розраховують за такими формулами:

$$\sum E_{\text{екв}} = \sum E_{\text{екв}} + W \sum Q; \quad (8.15)$$

$$N_{\text{у,екв}} = N_{\text{у}} + W Q_{\text{у}}, \quad (8.16)$$

де  $\sum E$ ,  $\sum Q$  – сумарне вироблення електричної і теплової енергії, тис. кВт·год, ГДж (Гкал), відповідно, за звітний період;  $N_{\text{у}}$ ,  $Q_{\text{у}}$  – електрична і теплова потужність, МВт, ГДж/год (Гкал/год), відповідно;  $W$  – перевідний коефіцієнт, що дорівнює 0,25 МВт/(Гкал/год).

Коефіцієнт технічного використання ( $K_{\text{т.в}}$ , %) характеризує час перебування устаткування у працездатному стані на електростанціях, теплових мережах. Цей показник обчислюють за формулою

$$K_{\text{т.в}} = \frac{T_{\text{к}} - \sum T_{\text{пл}} - \sum T_{\text{відн}}}{T_{\text{к}}} \cdot 100, \quad (8.17)$$

де  $T_{\text{к}}$  – календарний час за заданий період, год;  $\sum T_{\text{пл}}$  – сумарний час всіх планових простоїв за такий самий період, год;  $\sum T_{\text{відн}}$  – сумарний час відновлення, спричиненого технологічними порушеннями, за цей період, год.

Сумарний час відновлення  $\sum T_{\text{відн}}$  визначають для кожного конкретного випадку як суму тривалості відновлення працездатного стану устаткування, тобто з моменту відключення турбогенератора енергоблока до включення його в роботу або переведення в резерв.

Тривалість усіх планових простоїв устаткування у ремонті ( $\sum T_{\text{пл}}$ ) визначають за формулою, год:

$$\sum T_{\text{пл}} = \sum T_{\text{л.п.р}} + \sum T_{\text{ін.пл.р}} + \sum T_{\text{прив}}, \quad (8.18)$$

де  $\sum T_{\text{л.п.р}}$  – тривалість усіх планово-попереджувальних (капітальних, середніх і поточних) ремонтів устаткування за заданий період, год;  $\sum T_{\text{ін.пл.р}}$  – сумарний час інших планових ремонтів, здійснених для підвищення надійності або економічності устаткування згідно з відповідними рішеннями, а також консервації за цей період, год;  $\sum T_{\text{прив}}$  – приведена тривалість обмеження потужності, год, яку враховують, коли обмеження потужності перевищують 10 % від установленної потужності енергоблока або робота на одному корпусі котла (у разі аварійного відключення корпусу або його ремонту) для дубль-блоків.

Приведену тривалість обмежень потужності устаткування ( $\sum T_{\text{прив}}^{\text{сер}}$ ) обчислюють за формулою, год

$$\sum T_{\text{прив}}^{\text{сер}} = \frac{\Delta N_{\text{обм}}^{\text{сер}} \sum T_{\text{обм}}}{N_y}, \quad (8.19)$$

де  $\Delta N_{\text{обм}}^{\text{сер}}$  – обмеження електричної потужності енергоблока електростанції, МВт;  $\sum T_{\text{обм}}$  – час, протягом якого енергоблок чи електростанція працювали з обмеженою потужністю, год;  $N_y$  – установлена електрична потужність енергоблока електростанції, МВт.

Середнє значення обмеження потужності енергоблока електростанції  $\Delta N_{\text{обм}}^{\text{сер}}$  розраховують за формулою, МВт:

$$\Delta N_{\text{обм}}^{\text{сер}} = \frac{\Delta N_{\text{обм}}^1 + \Delta N_{\text{обм}}^2 + \dots + \Delta N_{\text{обм}}^n}{n}, \quad (8.20)$$

де  $\Delta N_{\text{обм}}^1, \Delta N_{\text{обм}}^2, \Delta N_{\text{обм}}^n$  – обмеження потужності енергоблока за окремі місяці, МВт;  $n$  – кількість енергоблоків. Обмеження встановленої електричної потужності  $N_y$  обирають за узгодженими величинами.



Приведена тривалість обмежень потужності енергоблоків  $\sum T_{\text{корп}}^{\text{прив}}$ , год, за роботи на одному корпусі котла (у разі аварійного відключення корпусу) визначають за формулою

$$\sum T_{\text{корп}}^{\text{прив}} = \frac{\Delta N_{\text{уст}} \sum T_{\text{обм}}}{N_y},$$

де  $\Delta N_{\text{уст}}$  – обмеження електричної потужності енергоблока, МВт;  $\sum T_{\text{обм}}$  – час, протягом якого енергоблок працював в однокорпусному режимі за заданий період, год;  $N_y$  – установлена електрична потужність енергоблока, МВт.

Для гідрогенераторів гідроелектростанції (ГЕС) і гідроаккумуляційної електростанції (ГАЕС) коефіцієнт технічного використання  $K_{\text{т.в}}$ , % обчислюють за формулою (8.17); для блочних електростанцій (ТЕС) коефіцієнт технічного використання  $K_{\text{т.в}}^{\text{ТЕС}}$ , %, визначається як середнє зважене значення за встановленою електричною потужністю енергоблоків, що входять до їх складу, за формулою

$$K_{\text{т.в}}^{\text{ТЕС}} = \sum K_{\text{т.в}}^1 \alpha_{\text{ТЕС}}^1, \quad (8.21)$$

де  $K_{\text{т.в}}^1$  – коефіцієнт технічного використання першого енергоблока, %;  $\alpha_{\text{ТЕС}}^1$  – частка встановленої потужності першого енергоблока в установленій потужності електростанції, яку, в свою чергу, визначають за формулою

$$\alpha_{\text{ТЕС}}^1 = \frac{N_y^1}{N_y}, \quad (8.22)$$

де  $N_y^1$ ,  $N_y$  – установлена потужність першого енергоблока та електростанції відповідно, МВт.

Частку встановленої потужності котла, турбіни, гідроагрегата та інших в установленій потужності електростанції визначають аналогічно.

Для гідроелектростанцій  $K_{\text{т.в}}^{\text{ГЕС}}$ , %, розраховують за формулами (8.17) і (8.21); для електростанцій з теплофікаційними енергоблоками (ТЕЦ) коефіцієнт технічного використання  $K_{\text{т.в}}^{\text{ТЕЦ}}$ , %, знаходять за формулою

$$K_{\text{т.в}}^{\text{ТЕЦ}} = \sum K_{\text{т.в}}^1 \alpha_{\text{ТЕЦ}}^1, \quad (8.22)$$

де  $K_{Т.В}^1$  – коефіцієнт технічного використання теплофікаційного енергоблока, %;  
 $\alpha_{ТЕЦ}^1$  – частка встановленої еквівалентної електричної потужності першого енергоблока в установленій еквівалентній електричній потужності ТЕЦ, яку обчислюють за формулою (8.22), у якій замість значень установленої електричної потужності беруть значення установленої еквівалентної електричної потужності.

Установлену еквівалентну потужність теплофікаційного енергоблока  $P_{у.екв}^6$  визначають за формулою (8.16). Для електростанцій з поперечними зв'язками коефіцієнт технічного використання  $K_{Т.В.}^{п.з.}$ , %, обчислюють за формулою

$$K_{Т.В.}^{п.з.} = \sum K_{Т.В.}^1 \beta^1, \quad (8.23)$$

де  $K_{Т.В.}^1$  – коефіцієнт технічного використання першої турбіни, котла, пікового водогрійного котла та котла, що відпускає свіжу пару, %;  $\beta^1$  – частка номінальної витрати тепла на турбіну (установленої теплової потужності енергетичного котла, пікового водогрійного котла та котла, що відпускає свіжу пару) до сумарної номінальної витрати тепла на всі турбіни ТЕС і сумарної встановленої теплової потужності всіх котлів електростанції. Частку  $\beta^1$  розраховують за формулою

$$\beta^1 = \frac{Q^1}{\sum Q^1}, \quad (8.24)$$

де  $Q^1$  – номінальна витрата на турбіну, встановлена теплова потужність енергетичного котла, пікового водогрійного котла та котла, що відпускає свіжу пару, ГДж/год (Гкал/год);  $\sum Q^1$  – сумарна номінальна витрата тепла на всі турбіни і сумарна встановлена теплова потужність усіх котлів, ГДж/год (Гкал/год).

Сумарну номінальну витрату тепла  $\sum Q^1$ , ГДж (Гкал), на всі турбіни ТЕЦ і сумарну встановлену потужність усіх котлів знаходять за формулою

$$\sum Q^1 = Q_{ном}^{T1} + Q_{ном}^{T2} + \dots + Q_{ном}^{Ti} + Q_y^{K1} + Q_y^{K2} + \dots + Q_y^{Ki},$$

де  $Q_{ном}^{T1}$  – витрата тепла на першу турбіну за номінальних параметрів пари, електричного навантаження і відборів пари від турбіни (не плутати з установленною тепловою потужністю турбіни), ГДж/год (Гкал/год);  $Q_y^{Ki}$  – установлена теплова потужність  $i$ -го котла, ГДж/год (Гкал/год).

Значення  $Q_{\text{ном}}^{\text{T1}}$ ,  $Q_y^{\text{Ki}}$  розраховують за типовими нормативними або заводськими характеристиками.

Установлену еквівалентну електричну потужність ТЕС (черги ТЕС) із поперечними зв'язками обчислюють за формулою (8.16).

Для електростанцій з поперечними зв'язками та енергоблоками коефіцієнт технічного використання  $K_{\text{Т.В.}}^{\text{П.З.}}$ , %, знаходять як середнє значення відповідних величин неблочної та блочної черг за формулою

$$K_{\text{Т.В.}}^{\text{ТЕЦ}} = \frac{\sum K_{\text{Т.В.}}^{\text{П.З.}} P_{\text{у.екв}}^{\text{П.З.}} + \sum K_{\text{Т.В.}}^{\text{б}} P_{\text{у.екв}}^{\text{б}}}{\sum P_{\text{у.екв}}^{\text{П.З.}} + \sum P_{\text{у.екв}}^{\text{б}}}, \quad (8.25)$$

де  $K_{\text{Т.В.}}^{\text{П.З.}}$ ,  $K_{\text{Т.В.}}^{\text{б}}$  – коефіцієнти технічного використання черги з поперечними зв'язками і блочної частини відповідно, %;  $P_{\text{у.екв}}^{\text{П.З.}}$ ,  $P_{\text{у.екв}}^{\text{б}}$  – установлена еквівалентна електрична потужність черги з поперечними зв'язками та еквівалентна електрична потужність блочної частини відповідно, МВт.

Для підприємств теплових мереж (ПТМ) коефіцієнт технічного використання  $K_{\text{Т.В.}}^{\text{Т.М.}}$ , %, визначають з урахуванням режиму роботи теплових мереж (в опалювальний сезон) і планових ремонтів (між опалювальними сезонами) за формулою (8.17), яка набуває вигляду

$$K_{\text{Т.В.}}^{\text{Т.М.}} = \frac{T_{\text{к.оп}} - \sum T_{\text{відн}}}{T_{\text{к.оп}}} \cdot 100, \quad (8.26)$$

де  $T_{\text{к.оп}}$  – календарний час опалювального сезону за період, що розглядається, год;  $\sum T_{\text{відн}}$  – сумарний час відновлення, пов'язаний з технологічними порушеннями за цей період, год.

Коефіцієнт технічного використання підприємств теплових мереж розраховують окремо для котелень, станцій теплопостачання, pompових станцій і в цілому для підприємства теплових мереж як середнє значення установленної потужності мережних pomp, а також pomp pompових станцій за формулою

$$K_{\text{Т.В.}}^{\text{Т.М.}} = \frac{\sum K_{\text{Т.В.}}^{\text{с.т.}} P_{\text{у.екв}}^{\text{с.т.}} + \sum K_{\text{Т.В.}}^{\text{к}} P_{\text{у.екв}}^{\text{к}} + \sum K_{\text{Т.В.}}^{\text{п.с.}} P_{\text{у.екв}}^{\text{п.с.}}}{P_{\text{у.екв}}^{\text{Т.М.}}}, \quad (8.27)$$

де  $K_{\text{Т.В.}}^{\text{с.т.}}$ ,  $K_{\text{Т.В.}}^{\text{к}}$ ,  $K_{\text{Т.В.}}^{\text{п.с.}}$  – коефіцієнти технічного використання станцій теплопостачання, парових і опалювальних котелень pompових станцій, відповідно, %;  $P_{\text{у.екв}}^{\text{с.т.}}$ ,  $P_{\text{у.екв}}^{\text{к}}$ ,  $P_{\text{у.екв}}^{\text{п.с.}}$ ,  $P_{\text{у.екв}}^{\text{Т.М.}}$  – установлена еквівалентна електрична потужність вказаних об'єктів, відповідно, МВт.

Для енергокомпаній коефіцієнт технічного використання  $K_{Т.В}^{КОМ}$ , %, розраховують як середнє значення встановленої еквівалентної потужності всіх електростанцій енергокомпанії. Загалом формула має вигляд

$$K_{Т.В}^{КОМ} = \frac{K_{Т.В}^{ТЕС1} P_{у.екв}^{ТЕС1} + K_{Т.В}^{ТЕС2} P_{у.екв}^{ТЕС2} + \dots + K_{Т.В}^{ТЕСn} P_{у.екв}^{ТЕСn}}{\sum P_{у.екв}^{КОМ}}, \quad (8.28)$$

де  $K_{Т.В}^{ТЕС1}$ ,  $K_{Т.В}^{ТЕС2}$ ,  $K_{Т.В}^{ТЕСn}$  – коефіцієнти технічного використання електростанцій, які входять в енергокомпанію, %;  $P_{у.екв}^{ТЕС1}$ ,  $P_{у.екв}^{ТЕС2}$ ,  $P_{у.екв}^{ТЕСn}$  – установлена еквівалентна електрична потужність цих електростанцій, МВт;  $\sum P_{у.екв}^{КОМ}$  – установлена еквівалентна електрична потужність енергокомпанії, МВт.

Для кожної енергокомпанії формулу (8.28) слід коригувати, враховуючи конкретний склад устаткування електростанцій, які входять в енергокомпанію, тобто вилучати або доповнювати загальну формулу складовими  $K_{Т.В} P_{у.екв}$ , що характеризують відповідну електростанцію. Надійність теплових мереж енергокомпаній оцінюють окремо за формулами (8.26) і (8.27) відповідно. Загалом роботу енергокомпаній з огляду на надійність оцінюють  $K_{Т.В}^{КОМ}$  окремо для електростанцій і підприємств теплових мереж.

Коефіцієнт готовності  $K_r$  – ймовірність того, що об'єкт виявиться працездатним у відповідний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачено – обчислюють за формулою:

$$K_r = \frac{\sum T_{роб}}{\sum T_{роб} + \sum T_{відн}} \cdot 100 \%, \quad (8.29)$$

де  $\sum T_{роб}$  – сумарне напрацювання часу за відповідний період, год;  $\sum T_{відн}$  – сумарний час відновлення після технологічних порушень за такий самий період, год.

Для устаткування (котлів, турбін, генераторів, енергоблоків, гідрогенераторів) електростанцій коефіцієнт  $K_r$  визначають за формулою (8.29). Для устаткування (зокрема pomp, котлів) теплових мереж коефіцієнт  $K_r$  також розраховують за формулою (8.29).

Для електростанцій з енергоблоками та гідроелектростанцій коефіцієнт  $K_r$  знаходять як середнє значення встановленої потужності енергоблоків (групи енергоблоків, черг електростанцій) за формулами (8.21) і (8.22), але замість  $K_{тв}$  підставляють коефіцієнт  $K_r$ .

Для електростанцій з теплофікаційними енергоблоками та електростанцій з поперечними зв'язками коефіцієнт  $K_r$  обчислюють як середнє зважене значення встановленої потужності певного устаткування (енергоблоків, котлів, турбін) за формулою (8.25), але замість коефіцієнта  $K_{тв}$  підставляють коефіцієнт  $K_r$ .

Для підприємств теплових мереж коефіцієнт готовності  $K_r$  визначають окремо для котелень, станцій теплопостачання, помпових станцій і в цілому для ПТМ як середнє значення встановленої потужності котлів, мережних pomp, помпових станцій за формулою (8.26), проте замість коефіцієнта  $K_{тв}$  підставляють коефіцієнт  $K_r$ .

Для енергокомпаній коефіцієнт готовності  $K_r^{\text{ком}}$  обчислюють як середнє значення  $K_r^{\text{ком}}$  від установленої еквівалентної потужності кожної електростанції за формулою (8.28), проте замість коефіцієнта  $K_{тв}$  підставляють коефіцієнт  $K_r$ .

**Приклад 8.3.** Визначення середнього напрацювання на відмову  $T_{\text{відм}}^{\text{сер}}$ .

*Вихідні дані для розрахунку.* На електростанції встановлено шість енергоблоків потужністю по 300 МВт. Напрацювання для енергоблоків № 1, 2, 3, 4, 5 і 6 становить 5900, 5700, 6500, 6000, 5800 і 6000 год відповідно.

Кількість відмов за цей період становить 4, 6, 2, 4, 5 і 3 відповідно.

*Розв'язання.* Середнє напрацювання енергоблоків на відмову визначаємо за формулою (8.7).

Підставивши відповідні дані у формулу, отримуємо:

– для енергоблока № 1:

$$T_{\text{відм}}^{\text{сер}} = \frac{5900}{4} = 1475 \text{ год};$$

– для енергоблоків станцій № 2, 3, 4, 5 і 6 середнє напрацювання розраховують аналогічно, воно дорівнює 950, 3250, 1500, 1160, 2000 год відповідно;

– для електростанції в цілому:

$$T_{\text{відм}}^{\text{сер}} = \frac{1475 + 950 + 3250 + 1500 + 1160 + 2000}{6} = 1722,5 \text{ год.}$$

**Приклад 8.4.** Визначення параметра потоку (частоти) відмов  $Z$ .

Вихідні дані для розрахунку беремо згідно з попереднім пунктом.

*Розв'язання.* Параметр потоку відмов обчислюємо за формулою (8.8).

Підставивши у формулу відповідні дані, визначимо значення  $Z$  окремо для основного устаткування (або його вузлів), енергоблоків та електростанції з однотипним устаткуванням:

– для енергоблока № 1

$$Z = \frac{4}{5900} \cdot 1000 = 0,68 \cdot \frac{1}{10^3} \text{ год};$$

– для енергоблоків станцій № 2, 3, 4, 5, 6, що розраховують аналогічно, воно дорівнює 1,05; 0,31; 0,67; 0,86;  $0,5 \cdot 1/10^3$ , год, відповідно;

– для електростанції (визначають за середніми даними):

$$Z = \frac{4,07}{5983} \cdot 1000 = 0,68 \cdot \frac{1}{10^3} \text{ год}.$$

**Приклад 8.5.** Визначення коефіцієнта непланових простоїв  $K_{\text{н.пл}}$ .

*Вихідні дані для розрахунку.* Електростанція має шість енергоблоків потужністю 300 МВт кожен.

Сумарна тривалість непланових простоїв становить 120, 45, 800, 105, 90 і 80 год, відповідно, для енергоблоків № 1, 2, 3, 4, 5, 6.

*Розв'язання.* Коефіцієнт непланових простоїв визначають як частку сумарного часу відновлення від календарного часу за формулою (8.9).

Підставивши відповідні значення сумарної тривалості непланових простоїв, знаходимо окремо  $K_{\text{н.пл}}$  для енергоблоків та електростанції в цілому:

– для енергоблока № 1:

$$K_{\text{н.пл}} = \frac{120}{8760} \cdot 100 = 1,37 \ %;$$

– для енергоблоків № 2, 3, 4, 5, 6 коефіцієнт непланових простоїв розраховують аналогічно, він дорівнює 0,51; 9,13; 1,20; 1,03; 0,91, відповідно;

– для електростанції:

$$K_{\text{н.пл}}^{\text{ел}} = \frac{14,15}{6} = 2,35 \ %.$$

Значення цього коефіцієнта може коливатися у широких межах, тобто від нуля до кількох десятків відсотків.

**Приклад 8.6.** Визначення питомих показників пошкоджуваності енергоблоків  $K_n^{\text{бл}}$ .

*Вихідні дані для розрахунку:* кількість відмов протягом року – 24; кількість енергоблоків – 6; кількість електроенергії виробленої енергоблоком – 4077780 тис. кВт·год.

*Розв'язання.* Питомі показники для енергоблоків визначаємо за формулами (8.10) і (8.11). Підставивши відповідні значення величин, отримуємо:

$$K_n^{\text{о.у}} = \frac{24}{6} = 4 \text{ відм./блок}; K_n^{\text{ел}} = \frac{24}{4077780} \cdot 10^3 = 0,006 \text{ відм./тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

**Приклад 8.7.** Визначення питомих показників пошкоджуваності магістралей теплових мереж  $K_n^{\text{т.м}}$ .

*Вихідні дані для розрахунку:* діаметр теплових магістралей – 500 мм; довжина магістралей – 25 км; кількість відмов протягом року – 8.

*Розв'язання.* Питомі показники пошкоджуваності визначають за формулою (8.13). Підставивши наведені дані, отримуємо:

$$K_n^{\text{т.м}} = \frac{8}{25} = 0,32 \text{ відм./км.}$$

**Приклад 8.8.** Визначення коефіцієнта використання встановленої потужності  $K_{\text{ву}}$  для ТЕЦ із теплофікаційними енергоблоками.

*Вихідні дані для розрахунку:* встановлена електрична потужність – 700000 кВт; установлена теплова потужність – 1020 Гкал/год; сумарне вироблення електроенергії за рік – 4077780000 кВт·год; сумарне вироблення теплової енергії за рік – 6343320 Гкал.

*Розв'язання.* Коефіцієнт використання встановленої потужності обчислюємо для електричної та теплової потужностей в цілому для електростанцій, а в разі потреби – для окремих турбоагрегатів за формулами (8.12), (8.15), (8.16).

Підставивши у формули відповідні значення, отримуємо коефіцієнти використання встановленої потужності:

– для електричної

$$K_{\text{ву}}^{\text{ел}} = \frac{4077780000}{8760 \cdot 700000} \cdot 100 = 66,5 \text{ \%};$$

– для теплової

$$K_{\text{ву}}^{\text{т}} = \frac{6343320}{8760 \cdot 1020} \cdot 100 = 70,9 \text{ \%}.$$



**Приклад 8.9.** Визначення коефіцієнта технічного використання  $K_{тв}$  для електростанції з конденсаційними енергоблоками.

*Вихідні дані для розрахунку.* Електростанція складається з двох черг: у першу входять чотири пилувугільні енергоблоки потужністю по 300 МВт; у другу – три газомазутні енергоблоки потужністю по 800 МВт.

Установлена потужність електростанції дорівнює 3600 МВт.

Протягом річного звітного періоду на ТЕС проводили планові капітальні, середні та поточні ремонти. У звітному періоді були простой устаткування внаслідок технологічних порушень. Крім цього, газомазутний енергоблок виводився у стан консервації. Обмежень потужності у звітному періоді не було.

Дані про простой енергоблоків у планових ремонтах під час відновлення після технологічних порушень та консервації наведено у табл. 8.6.

Таблиця 8.6

**Дані про простой енергоблоків у планових ремонтах під час відновлення після технологічних порушень та консервації**

Назва устаткування	Час простоювання в ремонтах, год						
	$\Sigma T_{п.п.р}$			$\Sigma T_{за.пв.р}$	$\Sigma T_{прив}$	$\Sigma T_{пл}$	$\Sigma T_{відн}$
	$\Sigma T_k$	$\Sigma T_{сер}$	$\Sigma T_{пот}$				
Водогрійна котельня ПТВМ-180 ст. № 1	840	–	240	–	–	1080	80
Водогрійна котельня ПТВМ-180 ст. № 2	–	480	240	120	–	840	100
Водогрійна котельня ПТВМ-180 ст. № 3	840	–	240	–	–	1080	60
Перша черга блок 100 МВт ст. № 1	1200	–	300	150	232	1882	100
Перша черга блок 100 МВт ст. № 2	–	600	350	100	232	1282	120
Друга черга блок 250 МВт ст. № 3	1700	–	300	–	33	2003	100
Друга черга блок 250 МВт ст. № 4	–	800	300	150	33	1283	150

*Розв'язання.* Коефіцієнт технічного використання енергоблоків визначають за формулою (8.17). Підставивши у формулу дані табл. 8.6, отримуємо  $K_{Т.В}$  енергоблоків першої черги:

$$K_{Т.В}^{61} = \frac{8760 - 1632 - 360}{8760} \cdot 100 = 77,3 \ %;$$

$$K_{Т.В}^{62} = \frac{8760 - 1092 - 120}{8760} \cdot 100 = 86,2 \ %;$$

$$K_{Т.В}^{63} = \frac{8760 - 1112 - 150}{8760} \cdot 100 = 85,6 \ %;$$

$$K_{Т.В}^{64} = \frac{8760 - 1632 - 180}{8760} \cdot 100 = 79,3 \ %.$$

Коефіцієнт технічного використання першої черги обчислюємо як середнє значення для чотирьох енергоблоків:

$$K_{Т.В}^{1ч} = \frac{77,3 + 86,2 + 85,6 + 79,3}{4} = 82,1 \ %.$$

Для енергоблоків другої черги:

$$K_{Т.В}^{65} = \frac{8760 - 1968 - 300}{8760} \cdot 100 = 74,1 \ %;$$

$$K_{Т.В}^{66} = \frac{8760 - 1468 - 240}{8760} \cdot 100 = 80,5 \ %.$$

Коефіцієнт технічного використання енергоблока № 7, який тривалий час перебував у стані консервації  $K_{Т.В}$ , знаходимо з урахуванням цього часу:

$$K_{Т.В}^{67} = \frac{8760 - 5000 - 480 - 120}{8760} \cdot 100 = 36,1 \ %.$$

Коефіцієнт технічного використання другої черги розраховуємо як середнє значення  $K_{Т.В}$  енергоблоків № 5, 6, 7, тобто

$$K_{Т.В}^{2ч} = \frac{74,1 + 80,5 + 36,1}{3} = 63,6 \ %.$$

Коефіцієнт технічного використання електростанції обчислюємо як середнє зважене значення  $K_{Т.В}$  для першої і другої черг.

Підставивши відповідні значення величин, отримуємо:

$$K_{Т.В}^{ел.ст} = \frac{82,1 \cdot 1200 + 63,6 \cdot 2400}{3600} = 69,8 \ %.$$

**Приклад 8.10.** Визначення коефіцієнта технічного використання  $K_{т.в}$  для електростанції з конденсаційними дубль-блоками (ТЕС) із котлами ТПП-210.

*Вихідні дані для розрахунку* беремо за даними першої черги станції (табл. 8.6), де працюють дубль-блоки 300 МВт із котлами ТПП-210. Окрім того, час перебування одного корпусу котла у відновлювальному ремонті для енергоблоків № 1, 2, 3 і 4 становить: 288, 350, 350, 288 год відповідно.

Для розрахованих коефіцієнтів технічного використання вводимо поправку щодо роботи енергоблоків на одному корпусі котла.

*Розв'язання.* Тривалість обмежень потужності за роботи на одному корпусі котла розраховуємо за формулою (8.7) для енергоблока № 1:

$$\sum T_{зв}^{корп} = \frac{150 \cdot 288}{300} = 144 \text{ год.}$$

Для енергоблоків № 2, 3 і 4 тривалість обмежень потужності дорівнює 175, 175 і 144 год відповідно.

Коефіцієнт технічного використання енергоблоків визначаємо за формулою (8.17):

$$K_{т.в}^{б1} = \frac{8760 - 1632 - 144 - 360}{8760} \cdot 100 = 75,62 \text{ \%};$$

$$K_{т.в}^{б2} = \frac{8760 - 1092 - 175 - 120}{8760} \cdot 100 = 84,17 \text{ \%};$$

$$K_{т.в}^{б3} = \frac{8760 - 1112 - 175 - 150}{8760} \cdot 100 = 83,59 \text{ \%};$$

$$K_{т.в}^{б4} = \frac{8760 - 1632 - 144 - 180}{8760} \cdot 100 = 77,67 \text{ \%}.$$

Коефіцієнт технічного використання черги обчислюємо як середнє значення для чотирьох енергоблоків:

$$K_{т.в}^{ч1} = \frac{75,62 + 84,17 + 83,59 + 77,67}{4} = 80,26 \text{ \%}.$$

**Приклад 8.11.** Визначення коефіцієнта технічного використання  $K_{т.в}$  для електростанції з теплофікаційними енергоблоками.

*Вихідні дані для розрахунку.* ТЕЦ складається з двох черг і водогрійної котельні. У першу чергу ТЕЦ входять газомазутні котлоагрегати № 1 та 2 типу ТГМ-96А, турбоагрегати № 1 та 2 типу Т-100-130, які працюють за блочною схемою.

Друга черга ТЕЦ складається з двох теплофікаційних енергоблоків № 3 та 4 з газомазутними котлами типу ТГМП-314 та турбоагрегатами типу Т-250/300-240. На водогрійній котельні встановлено три водогрійні котли типу ПТВМ-180. Установлена електрична потужність кожного з енергоблоків № 1 і 2, 3 і 4 дорівнює 100 і 250 МВт відповідно.

Установлена теплова потужність окремих енергоблоків першої черги станцій № 1, 2, другої черги № 3, 4 і водогрійних котлів за нормативними характеристиками дорівнює 160, 350, 180 Гкал/год відповідно.

Протягом річного звітного періоду на ТЕЦ проводили планові капітальні ремонти, пов'язані з модернізацією устаткування. Крім цього, простоювало устаткування внаслідок технологічних порушень.

Протягом року було обмежено електричну потужність ТЕЦ унаслідок підвищеної температури охолоджувальної води на енергоблоках 100 МВт (перша черга) – 30, 70 і 26 МВт відповідно за червень, липень і серпень (2208 год); на енергоблоках 250 МВт (друга черга) – 10, 25, 10 МВт. Дані про простої устаткування ТЕЦ у планових ремонтах  $\sum T_{\text{пл}}$  наведено у табл. 8.7.

Таблиця 8.7

Дані про простої устаткування ТЕЦ у планових ремонтах

Назва устаткування	Час простою в ремонтах, год						
	$\sum T_{\text{п.п.р}}$			$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$
	$\Sigma T_{\text{к}}$	$\Sigma T_{\text{сер}}$	$\Sigma T_{\text{пот}}$	$T_{\text{ін.пл.р}}$	$T_{\text{зв}}$	$T_{\text{пл}}$	$T_{\text{відн}}$
Водогрійна котельня ПТВМ-180 ст. № 1	840	–	240	–	–	1080	80
Водогрійна котельня ПТВМ-180 ст. № 2	–	480	240	120	–	840	100
Водогрійна котельня ПТВМ-180 ст. № 3	840	–	240	–	–	1080	60
Перша черга блок 100 МВт ст. № 1	1200	–	300	150	232	1882	100
Перша черга блок 100 МВт ст. № 2	–	600	350	100	232	1282	120
Друга черга блок 250 МВт ст. № 3	1700	–	300	–	33	2003	100
Друга черга блок 250 МВт ст. № 4	–	800	300	150	33	1283	150

*Розв'язання.* Середнє обмеження потужності для енергоблоків першої і другої черг  $\Delta P_{\text{сер}}$  за три літні місяці визначаємо за формулою (8.20).

Підставивши відповідні значення у формулу, отримуємо середнє значення обмеження потужності кожного енергоблока першої і другої черг:

$$\Delta P_{\text{сер}}^{61\text{ч}} = \frac{30+70+26}{3 \cdot 2} = 21,0 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{сер}}^{62\text{ч}} = \frac{10+25+10}{3 \cdot 2} = 7,5 \text{ МВт}.$$

У зв'язку з тим, що устаткування першої і другої черг має різні обмеження потужності у літній період, то сумарний час усіх планових простоїв обчислюємо окремо для кожної черги.

Розраховуємо приведену тривалість обмеження першої і другої черг, підставляючи значення  $\Delta P_{\text{обм}}$ ,  $T_{\text{обм}}$ ,  $P_y$  у формулу (8.19):

$$T_{\text{зв}}^{61\text{ч}} = \frac{21 \cdot 2208}{200} = 232 \text{ год};$$

$$T_{\text{зв}}^{62\text{ч}} = \frac{7,5 \cdot 2208}{500} = 33 \text{ год}.$$

Сумарний час усіх планових простоїв енергоблоків у ремонті з урахуванням обмеження потужності для першої і другої черг знаходимо за формулою (8.18):

$$\sum T_{\text{пл}}^{61} = 1500 + 150 + 232 = 1882 \text{ год};$$

$$\sum T_{\text{пл}}^{62} = 950 + 100 + 232 = 1282 \text{ год};$$

$$\sum T_{\text{пл}}^{63} = 2000 + 0 + 33 = 2033 \text{ год};$$

$$\sum T_{\text{пл}}^{64} = 1100 + 150 + 33 = 1283 \text{ год}.$$

**Приклад 8.12.** Розрахунок коефіцієнта технічного використання водогрійних котлів  $K_{\text{т.в}}^{\text{ПВК}}$ .

*Розв'язання.* Підставивши значення відповідних величин з табл. 8.7 у формулу (8.17), отримуємо значення  $K_{\text{т.в}}$  водогрійних котлів:

$$K_{\text{т.в}}^{\text{ПВК1}} = \frac{8760 - 1080 - 80}{8760} \cdot 100 = 87,0 \text{ \%};$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{ПВК2}} = \frac{8760 - 840 - 80}{8760} \cdot 100 = 89,5 \text{ \%};$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{ПВК3}} = \frac{8760 - 1080 - 60}{8760} \cdot 100 = 86,97 \text{ \%}.$$

Коефіцієнт технічного використання водогрійної котельні визначаємо як середнє значення (треба врахувати, що водогрійні котли працюють загалом до трьох місяців на рік).

Підставивши відповідні значення  $K_{\text{т.в}}^{\text{ПВК}}$  водогрійних котлів, отримуємо

$$K_{\text{т.в}}^{\text{ПВК}} = \frac{87,0 + 89,5 + 86,97}{3 \cdot 4} = 21,96 \, \%.$$

**Приклад 8.13.** Розрахунок коефіцієнта технічного використання першої черги ТЕЦ.

Коефіцієнт технічного використання енергоблоків першої черги ТЕЦ визначаємо за формулою (8.17).

*Розв'язання.* Підставивши відповідні значення у формулу, отримуємо  $K_{\text{т.в}}$  енергоблоків першої черги:

$$K_{\text{т.в}}^{\text{б1}} = \frac{8760 - 1882 - 100}{8760} \cdot 100 = 77,4 \, \%;$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{б2}} = \frac{8760 - 1282 - 120}{8760} \cdot 100 = 84,0 \, \%.$$

Коефіцієнт технічного використання першої черги з однотипним устаткуванням обчислюємо як середнє значення  $K_{\text{т.в}}$  двох енергоблоків:

$$K_{\text{т.в}}^{\text{1ч}} = \frac{77,4 + 84,0}{2} = 80,7 \, \%.$$

Коефіцієнт технічного використання енергоблоків другої черги ТЕЦ у цілому знаходимо аналогічно:

$$K_{\text{т.в}}^{\text{б3}} = \frac{8760 - 2033 - 100}{8760} \cdot 100 = 75,7 \, \%;$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{б4}} = \frac{8760 - 1283 - 150}{8760} \cdot 100 = 83,7 \, \%;$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{2ч}} = \frac{75,7 + 83,7}{2} = 79,7 \, \%.$$

Коефіцієнт технічного використання ТЕЦ визначаємо за формулою (8.23).

У зв'язку з тим, що водогрійні котли працюють у піковому режимі та час їх роботи значно менший за час роботи енергоблоків, їх вилучаємо з розрахунку  $K_{\text{т.в}}$  ТЕЦ.

Спочатку знаходимо встановлену еквівалентну електричну потужність першої і другої черг ТЕЦ за формулою (8.15):

$$P_{у.екв}^{1ч} = 2(100 + 0,25 \cdot 160) = 280 \text{ МВт};$$

$$P_{у.екв}^{2ч} = 2(250 + 0,25 \cdot 350) = 675 \text{ МВт};$$

$$P_{у.екв}^{ТЕЦ} = 280 + 675 = 955 \text{ МВт}.$$

Підставивши відповідні дані, отримуємо коефіцієнт  $K_{т.в}^{ТЕЦ}$ :

$$K_{т.в}^{ТЕЦ} = \frac{80,7 \cdot 280 + 79,7 \cdot 675}{955} = 80,0 \text{ \%}.$$

**Приклад 8.14.** Розрахунок коефіцієнта технічного використання електростанції з поперечними зв'язками й енергоблоками.

*Вихідні дані для розрахунку.* Електростанція складається з двох черг: черги з поперечними зв'язками і черги з конденсаційними енергоблоками. Перша черга складається з семи пилувугільних котлів типу ТП-10 продуктивністю 220 т/год, трьох турбін типу К-100-6. Друга складається з двох конденсаційних енергоблоків потужністю по 150 МВт кожен. У кожний енергоблок входить пилувугільний котел типу ТП-92 продуктивністю 500 т/год і турбіна К-150-130. Установлена електрична потужність електростанції дорівнює 600 МВт. Теплова потужність бойлерної установки дорівнює 20 Гкал/год. Дані про простоювання устаткування в усіх планових ремонтах та час відновлення наведено у табл. 8.8. Обмежень потужності у звітному періоді не зафіксовано.

*Розв'язання.* Коефіцієнт технічного використання першої черги  $K_{т.в}^{к1}$  визначаємо за формулою (8.17):

$$K_{т.в}^{к1} = \frac{8760 - 864 - 192}{8760} \cdot 100 = 87,9 \text{ \%};$$

$$K_{т.в}^{к2} = \frac{8760 - 1104 - 60}{8760} \cdot 100 = 86,7 \text{ \%};$$

$$K_{т.в}^{к3} = \frac{8760 - 624 - 120}{8760} \cdot 100 = 91,5 \text{ \%};$$

$$K_{т.в}^{к4} = \frac{8760 - 504 - 240}{8760} \cdot 100 = 91,5 \text{ \%};$$

$$K_{т.в}^{к5} = \frac{8760 - 1416}{8760} \cdot 100 = 83,8 \text{ \%}.$$



$$K_{\text{т.в}}^{\text{к6}} = \frac{8760 - 312 - 360}{8760} \cdot 100 = 92,3 \%;$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{к7}} = \frac{8760 - 1416}{8760} \cdot 100 = 83,8 \%.$$

Таблиця 8.8

**Дані про простої устаткування в усіх планових ремонтах  
та час відновлення**

Назва устаткування	Час простою в ремонтах, год					
	$\Sigma T_{\text{к}}$	$\Sigma T_{\text{сер}}$	$\Sigma T_{\text{пот}}$	$\Sigma T_{\text{ін.пл.р}}$	$\Sigma T_{\text{пл}}$	$\Sigma T_{\text{відн}}$
Перша черга котел ТП-10 ст. № 1	–	312	312	240	864	192
Перша черга котел ТП-10 ст. № 2	792	–	312	–	1104	60
Перша черга котел ТП-10 ст. № 3	–	312	312	–	624	120
Перша черга котел ТП-10 ст. № 4	–	–	312	192	504	240
Перша черга котел ТП-10 ст. № 5	792	312	312	–	1416	–
Перша черга котел ТП-10 ст. № 6	–	–	312	–	312	360
Перша черга котел ТП-10 ст. № 7	792	312	312	–	1416	–
Турбіна ВК-10, ст. № 4	744	–	–	–	744	–
Турбіна ВК-10, ст. № 5	–	288	–	360	648	192
Турбіна ВК-10, ст. № 6	744	–	–	–	744	–
Друга черга блок 150 МВт ст. № 7	1008	–	192	–	1200	–
Друга черга блок 150 МВт ст. № 8	–	576	192	120	888	240

Установлену теплову потужність котла ТП-10 розраховуємо за нормативною характеристикою:

$$Q_y^{\text{к1}} = Q_y^{\text{к2}} = Q_y^{\text{к3}} = \dots = Q_y^{\text{к7}} = 140 \text{ Гкал/год.}$$

Сумарна встановлена теплова потужність котлів першої черги

$$Q^{1\text{ч}} = 7 \cdot 140 = 980 \text{ Гкал/год.}$$

Сумарна встановлена еквівалентна електрична потужність котлів

$$N_{\text{у.екв}} = 7 \cdot 140 \cdot 0,25 = 245 \text{ МВт.}$$

Коефіцієнти технічного використання турбін обчислюємо за формулою (8.17):

$$K_{\text{т.в}}^{\text{т4}} = \frac{8760 - 744}{8760} \cdot 100 = 91,5 \%;$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{т5}} = \frac{8760 - 648 - 192}{8760} \cdot 100 = 90,4 \%;$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{т6}} = \frac{8760 - 744}{8760} \cdot 100 = 91,5 \%.$$

Установлену еквівалентну потужність першої черги устаткування відпуску пари з відборів турбіни визначаємо за формулою (8.16):

$$N_{\text{у.екв}}^{\text{1ч}} = 100 + 100 + 100 + 0,25 \cdot 20 = 305 \text{ МВт}.$$

Витрата тепла на турбіни № 3, 4, 5, яку визначаємо за нормативною характеристикою,

$$Q_{\text{ном}}^{\text{т}} = Q_{\text{ном}}^{\text{т4}} = Q_{\text{ном}}^{\text{т5}} = 220 \text{ Гкал/год}.$$

Сумарна номінальна витрата тепла на турбоагрегати першої черги

$$Q_{\text{ном}}^{\text{1ч}} = 3 \cdot 220 = 660 \text{ Гкал/год}.$$

Сумарна теплова потужність котлів і витрата тепла на турбіни першої черги

$$Q_{\text{у}}^{\text{1ч}} = 980 + 660 = 1640 \text{ Гкал/год}.$$

Для кожного агрегата визначаємо частку номінальної витрати тепла на турбіну (частку встановленої теплової потужності котла) у сумарній тепловій потужності котлів за формулою (8.25):

$$\beta^{\text{к1}} = \beta^{\text{к2}} = \beta^{\text{к3}} = \dots = \beta^{\text{к7}} = \frac{140}{1640} = 0,085;$$

$$\beta^{\text{т1}} = \beta^{\text{т2}} = \beta^{\text{т3}} = \dots = \beta^{\text{т7}} = \frac{220}{1640} = 0,134.$$

Підставивши відповідні значення величин у формулу (8.26), отримаємо коефіцієнт технічного використання першої черги ТЕС:

$$K_{\text{т.в}}^{\text{п.3}} = 87,9 \cdot 0,085 + 86,7 \cdot 0,085 + 91,5 \cdot 0,085 + 91,5 \cdot 0,085 + 83,8 \cdot 0,085 + \\ + 92,3 \cdot 0,085 + 83,8 \cdot 0,085 + 91,5 \cdot 0,134 + 90,4 \cdot 0,134 + 91,5 \cdot 0,134 = 89,1 \%.$$

Коефіцієнт технічного використання енергоблоків другої черги ТЕС  $K_{\text{т.в}}^{\text{2ч}}$  розраховуємо за формулою (8.17):

$$K_{\text{т.в}}^{\text{61}} = \frac{8760 - 1200}{8760} \cdot 100 = 86,3 \%;$$

$$K_{\text{т.в}}^{\text{62}} = \frac{8760 - 888 - 240}{8760} \cdot 100 = 84,4 \%.$$

Встановлена еквівалентна електрична потужність енергоблоків

$$P_{y.екв}^6 = 150 + 150 = 300 \text{ МВт.}$$

Частка встановленої потужності енергоблока в установленій потужності другої черги електростанції, визначена за формулою (8.22),

$$\alpha^{61} = \alpha^{62} = \frac{150}{300} = 0,5.$$

Підставивши відповідні значення  $K_{т.в}^{61}$ ,  $K_{т.в}^{62}$  і частки встановленої потужності  $\alpha^6$ , обчислюємо коефіцієнт технічного використання другої черги:

$$K_{т.в}^{2ч} = 86,3 \cdot 0,5 + 84,4 \cdot 0,5 = 85,35 \text{ \%}.$$

**Приклад 8.15.** Розрахунок коефіцієнта технічного використання електростанції.

*Розв'язання.* Спочатку визначаємо встановлену еквівалентну електричну потужність електростанції:

$$P_{y.екв}^{TEC} = 305 + 300 = 605 \text{ МВт.}$$

Розраховуємо частку встановленої електричної потужності черг із поперечними зв'язками та енергоблоками від загальної потужності за формулою (8.22):

$$\alpha^{1ч} = \frac{305}{605} = 0,5041;$$

$$\alpha^{2ч} = \frac{300}{605} = 0,4959.$$

Коефіцієнт технічного використання електростанції обчислюємо за формулою (8.27).

Підставивши відповідні значення величин у формулу, отримуємо

$$K_{т.в}^{TEC} = 89,1 \cdot 0,5041 + 85,35 \cdot 0,4959 = 87,24 \text{ \%}.$$

**Приклад 8.16.** Розрахунок коефіцієнта технічного використання підприємства теплових мереж.

*Вихідні дані для розрахунку:*  $K_{т.в}^{т.м}$  підприємства теплових мереж наведено в табл. 8.9. Коефіцієнт технічного використання підприємств теплових мереж, в які входять станції теплопостачання, опалювальні або парові котельні та розподільні системи (помпові станції), знаходимо за формулою (8.27).

Таблиця 8.9

**Вихідні дані для розрахунку  $K_{Т.В}^{Т.М}$  підприємства теплових мереж**

Назви об'єктів	$K_{Т.В}$ , %	$Q_y$ , Гкал	$N_y$ , МВт	$N_y$ екв, МВт
Станція теплопостачання № 1	90,2	570	–	142,5
Станція теплопостачання № 1	92,1	610	–	152,5
Парова та опалювальна котельня	89,3	450	–	112,5
Помпова станція № 1	95,6	–	9,6	9,6
Помпова станція № 2	94,4	–	12,4	12,4
Помпова станція № 3	95,3	–	10,5	10,5
Сумарна еквівалентна потужність теплових мереж	–	–	–	440

*Розв'язання.* Підставивши відповідні дані з табл. 8.9 у формулу, отримуємо  $K_{Т.В}^{Т.М}$ :

$$K_{Т.В}^{Т.М} = \frac{90,2 \cdot 142,5 + 92,1 \cdot 152,5 + 89,3 \cdot 112,5}{440,0} + \frac{95,6 \cdot 9,6 + 94,4 \cdot 12,4 + 95,3 \cdot 10,5}{440,0} = 90,99 \, \%.$$

Коефіцієнт  $K_{Т.В}^{Т.М}$  усіх підприємств теплових мереж, що входять в енергогенерувальну компанію, до якої належать електростанції, розраховуємо аналогічно до  $K_{Т.В}^{КОМ}$  за формулою (8.29). Для розрахунку коефіцієнта технічного використання теплових мереж  $K_{Т.В}^{Т.М}$  беремо:

$$K_{Т.В}^{Т.М1} = 95,2 \, \%; Q_y^{Т.М1} = 550 \text{ Гкал/год}; K_{Т.В}^{Т.М2} = 90,6 \, \%; Q_y^{Т.М2} = 970 \text{ Гкал/год};$$

$$K_{Т.В}^{Т.М3} = 87,4 \, \%; Q_y^{Т.М3} = 1560 \text{ Гкал/год}; Q_y^{КОМ} = 3080 \text{ Гкал/год};$$

$$K_{Т.В}^{Т.М.КОМ} = \frac{95,2 \cdot 550 + 90,6 \cdot 970 + 87,4 \cdot 1560}{3080} = 89,8 \, \%.$$

Енергогенерувальні компанії. Енергогенерувальні компанії належать:

– ТЕС-1 з енергоблоками потужністю 1800 МВт (6×300 МВт)

$$K_{Т.В}^{ТЕС1} = 87,8 \, \%$$

– ТЕС-2 з енергоблоками потужністю 2400 МВт (12×200 МВт)

$$K_{Т.В}^{ТЕС2} = 85,3 \, \%;$$

– ТЕС-3 з енергоблоками і чергою з поперечними зв'язками потужністю 600 МВт (два енергоблоки по 150 МВт, сім котлів продуктивністю 500 т/год, три турбіни потужністю 100 МВт),

$$K_{Т.В}^{ТЕС3} = 84,2 \, \%.$$

Установлена потужність генерувальної компанії

$$P_y^{\text{комп}} = 1800 + 2400 + 600 = 4800 \text{ МВт.}$$

Коефіцієнт технічного використання компанії визначаємо за формулою (8.29). Підставивши відповідні значення у формулу, отримуємо:

$$K_{\text{т.в}}^{\text{комп}} = \frac{87,8 \cdot 1800 + 85,3 \cdot 2400 + 84,2 \cdot 600}{4800} = 86,1 \text{ \%}.$$

**Приклад 8.17.** Розрахунок коефіцієнта готовності  $K_{\Gamma}$  на електростанції з енергоблоками.

*Вихідні дані* – беремо для електростанції з енергоблоками згідно табл. 8.6. Час роботи енергоблоків № 1, 2, 3, 4, 5, 6 і 7 дорівнює 7128, 7668, 7648, 7128, 6792, 7292, 3280 год відповідно.

*Розв'язання.*

Коефіцієнт готовності визначаємо за формулою (8.30):

– для енергоблоків першої черги:

$$K_{\Gamma}^{61} = \frac{7128}{7128 + 360} \cdot 100 = 95,2 \text{ \%}; K_{\Gamma}^{62} = \frac{7668}{7668 + 120} \cdot 100 = 98,5 \text{ \%};$$

$$K_{\Gamma}^{63} = \frac{7648}{7648 + 150} \cdot 100 = 98,1 \text{ \%}; K_{\Gamma}^{64} = \frac{7128}{7128 + 180} \cdot 100 = 97,5 \text{ \%};$$

– для першої черги електростанції:

$$K_{\Gamma}^{1ч} = \frac{95,2 + 98,5 + 98,1 + 97,5}{4} = 97,3 \text{ \%};$$

– для енергоблоків другої черги:

$$K_{\Gamma}^{65} = \frac{6792}{6792 + 300} \cdot 100 = 95,8 \text{ \%};$$

$$K_{\Gamma}^{66} = \frac{7292}{7292 + 240} \cdot 100 = 96,8 \text{ \%};$$

$$K_{\Gamma}^{67} = \frac{3280}{3280 + 120} \cdot 100 = 96,5 \text{ \%};$$

– для другої черги електростанції:

$$K_{\Gamma}^{2ч} = \frac{95,8 + 96,8 + 96,5}{3} = 96,4 \text{ \%};$$

– для електростанції:

$$K_{\Gamma}^{\text{ТЕС}} = \frac{97,3 \cdot 1200 + 96,4 \cdot 2400}{3600} = 96,7 \text{ \%}.$$

Енергокомпанії.

Коефіцієнт готовності розраховуємо за вихідними даними, але додатково беремо  $K_r^{\text{ТЕС}}$ , тобто

$$K_r^{\text{ТЕС}1} = 96,5 \% ; K_r^{\text{ТЕС}2} = 94,3 \% ; K_r^{\text{ТЕС}3} = 94,8 \% .$$

Підставляючи відповідні дані у формулу (8.30), отримуємо:

$$K_r^{\text{комп}} = \frac{96,5 \cdot 1800 + 94,3 \cdot 2400 + 94,8 \cdot 600}{4800} = 95,2 \% .$$

### 8.3. Логіко-аналітичний метод розрахунку надійності схем електричних з'єднань знижувальних підстанцій

Логіко-аналітичний метод (ЛАМ) використовують для визначення показників надійності схем електричних з'єднань знижувальних підстанцій із застосуванням функцій алгебри логіки (ФАЛ). Головну схему та її елементи подають у вигляді деяких функцій працездатності (ФП) або функцій непрацездатності (ФНП). Функції працездатності використовують для порівняно простих схем підстанцій, функції непрацездатності – для більш складних.

За структурою логіко-аналітичний метод можна умовно поділити на такі етапи розрахунку:

1. Попереднє спрощення початкової схеми електричних з'єднань знижувальної підстанції шляхом еквівалентування однотипних елементів.
2. Перетворення еквівалентної схеми на заступну схему і розрахунок еквівалентних параметрів з використанням ФАЛ.
3. Обчислення кількісних показників надійності для еквівалентної схеми, зокрема функції працездатності  $S$  та ймовірнісних поліномів  $R$ .
4. Розрахунок числових значень кількісних показників надійності головних схем підстанцій, наприклад, часу напрацювання головної схеми до відмови.

Логіко-аналітичний метод розрахунку надійності з використанням дерева відмов є дедуктивним методом і застосовується тоді, якщо кількість різних видів відмов системи невелика, а відмови системи полягають у погасанні одного або декількох вузлів живлення (зокрема секцій, шин).

Позначимо події короткочасного погасання вузлів як  $u_{o,п}$ , а довготривалого – як  $u_{в,р}$ , вважаючи короткочасним погасання на час оперативних перемикачів, а довготривалим – на час аварійного ремонту або заміни. Позначимо стани погасання такими самими символами, але з хвилястою лінією зверху, тобто  $\tilde{u}_{o,п}$  та  $\tilde{u}_{в,р}$ . Логічна функція погасання вузла має вигляд

$$\bar{Y} = \bigcup_{k=1}^N S_k; \quad S_k = \bigcap_{i \in I_k} x_i \bigcap_{j \in J_k} \tilde{z}_j,$$

де  $S_k$  – мінімальна сукупність станів і подій, що призводять до погасання  $k$ -го вузла ( $x_i$  – подія відмови  $i$ -го елемента схеми;  $\tilde{z}$  – стан відключення (або погасання)  $j$ -го елемента схеми;  $I_k$  – сукупність подій відмов, що можуть спричинити відмову системи;  $J_k$  – сукупність станів системи, у яких можливі відмови.

Для отримання виразу логічної функції подій погасань вузлів потрібно побудувати дерево відмов, яке графічно відображає логічний зв'язок простих подій і станів з кінцевою подією через проміжні події за допомогою знаків логічного додавання і множення. Дерево відмов будують, починаючи від кінцевої події – погасання певного вузла або групи вузлів. Потім, залежно від того, яке погасання (довготривале чи короткочасне), формулюють і перераховують елементарні події, які призводять до цього погасання.

До **тривалих** погашень зазвичай призводять відмови самих вузлів і комутаційних апаратів, а також елементів, між якими і вузлом немає роз'єднувачів або рубильників; до **короткочасних** погасань – відмови комутаційних апаратів живильних ліній та елементів, які можуть бути від'єднані від вузла за допомогою рубильників і роз'єднувачів (за умови, що живлення може бути відновлене за рахунок ручних перемикачів у схемі).

Крім елементарних подій відмов, погасання спричиняють також складні події – кон'юнкції елементарних подій і станів, а саме: відмова комутаційного апарата у відключеному елементі, що відмовив, або у включеному резервному, відмова одного елемента під час аварійного ремонту іншого тощо. Тривалість такого погасання визначається схемою і можливістю перемикачів.

Оцінки частоти виникнення подій  $\lambda(x)$  і середньої тривалості станів  $\tau(\tilde{x})$  окремих елементів електричних схем наведено в табл. 8.10.



Таблиця 8.10

**Оцінки частоти виникнення подій  $\lambda(x)$  і середньої тривалості станів  $\tau(\bar{x})$  окремих елементів електричних схем**

Елемент схеми електричних з'єднань	$\lambda(x)$ , рік <sup>-1</sup>	$\tau(x)$ , рік
Акумуляторна батарея	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-3}$	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
Автоматичний вимикач 0,4 кВ	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
Кабельна лінія	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-3}$	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
Випрямляючий пристрій 0,4/0,22 кВ	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-4}$	$(0,2 \pm 0,1) \cdot 10^{-3}$
Секція збірних шин 6 кВ	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-3}$	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
Дизель-генератор 6 кВ	$(2 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$
Генератор	$1 \pm 0,5$	$(2 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$
Вимикач 6 кВ	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-3}$	$(1 \pm 0,2) \cdot 10^{-3}$
Тиристорний ключ	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-3}$	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-4}$
Високовольтний двигун	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-3}$
Низьковольтний двигун	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-3}$	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
Перемикач, рубильник	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-5}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
Тиристорний перетворювач	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-2}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
Автомат постійного струму	$(0,5 \pm 0,2) \cdot 10^{-3}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
Робочий трансформатор ВП	$(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-3}$
Блочний трансформатор 330 – 750 кВ	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-2}$	$(2 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$
Резервний трансформатор ВП	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-4}$	$(1 \pm 0,2) \cdot 10^{-2}$
Трансформатор 6/0,4 кВ	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$	$(3 \pm 1) \cdot 10^{-3}$
Струмообмежуючий реактор	$(1 \pm 0,2) \cdot 10^{-2}$	$(6 \pm 3) \cdot 10^{-3}$

Складні події або стани погасань, що є кон'юнкцією або диз'юнкцією елементарних подій, позначають цифровим кодом і укладають їх у трикутник. Якщо їх уводять в іншу логічну діаграму (інше дерево), то там уже їх вважають первинними подіями.

Будують дерево відмов зверху донизу через проміжні до елементарних подій і станів доти, доки на всіх рівнях дерева не залишаться тільки елементарні й первинні події (стани), дерево відмов для яких слід побудувати під час розгляду джерел живлення вузлів вищого рівня.

Функцію відмови  $\bar{Y}(u)$  формують, виконуючи вказані у дереві відмов операції логічного множення і додавання над символами первинних та елементарних подій і станів, починаючи з нижнього рівня.

У результаті функція відмов для  $u_{o.p}$  і  $\tilde{u}_{v.p}$  набуде вигляду логічної суми (диз'юнкцій) кон'юнкцій першого порядку (елементарних і первинних подій) і кон'юнкцій другого порядку (добутками двох подій або добутками події і стану):

$$Y(u) = \bigcap_i x_i \bigcap_k (x_k \wedge y_{o.c.k}) \bigcap_{ij} (x_i \wedge \tilde{z}_j) \bigcap_{ji} (z_j \wedge \tilde{x}_i) \dots$$

Переходячи від логічних функцій для складних подій погасань вузлів до виразів для розрахунку частоти і тривалості подій, слід лише замінити знаки логічного множення « $\wedge$ » знаками « $X$ », логічного додавання « $V$ » – знаками « $+$ », символи  $x$ ,  $y_{o.c}$  замінити, відповідно, частотами  $\lambda(x)$  та умовною ймовірністю  $Q(y_{o.c})$ , а символи станів  $\tilde{z}$ ,  $\tilde{x}$  – ймовірностями  $q(\tilde{z})$ ,  $q(\tilde{x})$ . При цьому

$$q(\tilde{x}) = \lambda(x)\tau(\tilde{x})$$

$$Q(y_{o.c}) = 1/N(y_{o.c}),$$

де  $N(y_{o.c})$  – напрацювання на відмову, виражене середньою кількістю спрацювань до відмови.

Вираз для визначення частоти погасання має вигляд

$$\Lambda(u) = \sum_i \lambda(x_i) + \sum_k \lambda(x_k)Q(y_{o.c.k}) + \\ + \sum_{i,j} \lambda(x_i)q(\tilde{z}_j) + \sum_{i,j} \lambda(z_i)q(\tilde{x}_i).$$

Вираз для визначення ймовірності (відносної тривалості) станів погасань:

$$q(u) = \sum_i \lambda(x_i)\tau(\tilde{x}_i) + \sum_k \lambda(x_k)Q(y_{o.c.k})\tau(x_k, y_{o.c.k}) + \\ + \sum_{j,i} \lambda(x_i)q(\tilde{z}_j)\tau(x_i, \tilde{z}_j) + \sum_{i,j} \lambda(z_i)q(\tilde{x}_i)\tau(z_j, \tilde{x}_i),$$

де  $\tau(x_k, y_{o.c.k})$  – середній час відновлення у разі відмови відключення КЗ на приєднанні;  $\tau(x_i, \tilde{z}_j)$ ,  $\tau(z_j, \tilde{x}_i)$  – середній час відновлення у разі накладання відмов елементів однієї ланки на аварійний простій другої ланки схеми.

Змінюють устаткування на об'єкті відповідно до складеного графіка проведення попереджувальних ремонтів. Уводячи устаткування в роботу або виводячи його в ремонт чи в резерв, черговий персонал виконує оперативні перемикання за допомогою як вимикачів, так і роз'єднувачів. Усі операції включення робочих кіл на напругу і відключення робочих ланок, що перебувають під напругою, мають виконуватися виключно вимикачами; операції з роз'єднувачами – тільки у знеструмлених колах або в колах зі струмом неробочого ходу трансформаторів і ліній, якщо це допускають чинні нормативні документи.

Для проведення ремонтів відповідну ділянку або елемент відключають, відділяють від робочої частини електроустановки роз'єднувачами і заземлюють. Якщо схемою електричних з'єднань це передбачено, збирають обхідне коло, що дає змогу ремонтувати вимикачі і шини, не перериваючи функціонування ліній, трансформаторів чи генераторів.

Головна схема електричних з'єднань у ремонтних режимах має нижчу надійність з огляду на порушення принципу секціонування збірних шин і зниження ремонтпридатності. Під час ремонту секційного вимикача споживачі двох секцій збираються на одній секції. У разі ремонту лінійного вимикача обхідний вимикач зайнятий у ремонтній схемі.

У ремонтному режимі КЗ на одному з елементів схеми призводить до відключення більшої ніж у нормальному режимі кількості приєднань аж до повного погасання РП.

Відмови пристроїв релейного захисту виявляються у вигляді хибних спрацювань, якщо не відбувається КЗ, або зайвих спрацювань у зоні дії, а також у вигляді відмов спрацювання під час КЗ у зоні, що захищається.

Перші два види відмови пристроїв релейного захисту виявляють так само, як відмови елементів, тобто як автоматичні відключення. Аналогічно виявляють відмови вимикачів у відключенні КЗ на приєднанні. Відмова повітряного вимикача зазвичай супроводжується коротким замиканням, яке має відключатися резервним захистом. Відмова цього захисту призводить до аварії з погашенням великої кількості приєднань аж до повного погашення підстанції. Відмова відключеного вимикача під час включення аналогічна до відмови пристрою АВР, що зазвичай спричиняє погашення секції шин. Відмова пристрою АПВ аналогічна за наслідками до стійких КЗ на лінії. Відмова пристрою резервування вимикача, що відмовив, аналогічна відмові пристрою резервного захисту, для якого елементом, що захищається, є вимикач, що відмовив.

Використовуючи логіко-аналітичний метод, відмови елементів у різних режимах позначають як аварії з певним ступенем порушення працездатності установки – відмови ліній, трансформаторів, погасання секцій, виникнення дефіциту потужності в системі, а також різні поєднання зазначених аварій. За тривалістю ліквідації наслідків аварії поділяють на короткочасні й тривалі. Усім можливим аваріям надають свій код ( $k$ ) з індексом, що позначає відповідну тривалість. Аварії, що виникають у разі відмов релейного захисту чи протиаварійної автоматики, позначають кодом з індексом «о. с.». Індекс «п. в.» використовують для позначення планових відключень.

Усім елементам схеми надають відповідні номери  $i$ . Роз'єднувачі доцільно включати в аналіз тільки якщо у схемі немає вимикачів. Зручно нумерувати підряд однотипні елементи. Для кожної групи однотипних елементів, для кожного  $j$ -го режиму роботи головної схеми електричних з'єднань заповнюють таблицю режимів, у якій наводять значення відносної тривалості режиму. Окремо вказують планові та аварійні режими, якщо вони відрізняються складом елементів.

Відносна тривалість режиму нормальної роботи

$$q_0 = 1 - \sum_{j=1}^n q_j.$$

Для кожної розрахункової аварії складають таблицю даних, у якій наводять зниження чи дефіцит потужності (або зниження відпуску енергії споживачам) в енергосистемі, а також середню тривалість ліквідації аварії.

Складають таблицю розрахункових логічних зв'язків відмов і аварій, у якій записують, які відмови до якої аварії призводять у кожному з режимів. Таблиця розрахункових зв'язків є матрицею, де на перетині стовпця  $j$  і рядка  $i$  записано код аварії із зазначенням її тривалості. У деяких випадках можливий запис двох кодів, що означає наявність переходу від короткочасного порушення працездатності установки до тривалого, менш серйозного порушення після оперативних перемикачів.

Для кожного режиму складають таблиці розвитку аварій у разі відмов пристроїв РЗА. Таблиця розвитку аварій є матрицею, у якій на перетині стовпця  $s$  і рядка  $i$  записують код аварії, спричиненої відмовою  $s$ -го пристрою РЗА у разі відмови елемента з номером  $i$  у  $j$ -му режимі.

Щоб спростити аналіз, у разі грубої оцінки ймовірності відмови захисту слід усі таблиці розвитку аварій сумістити з таблицею розрахункових зв'язків. Для цього комірки таблиці ділять на дві половини: ліворуч записують код аварії, що виникла через накладення відмови  $i$ -го елемента на  $j$ -й режим (за безвідмовної дії пристрою релейного захисту); праворуч – код такої аварії у разі відмови пристрою РЗА відповідає цьому елементу. Якщо код справа не відрізняється від коду зліва, то в таблиці ставлять прочерк.

Розраховують значення частоти аварій за формулами:

$$\Lambda(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_j \lambda_{ji} L(j, i, k);$$

$$\Lambda_{o.c}(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^u q_j \lambda_{ji} Q(s_{o.c}) L(j, i, s, k),$$

де  $L(j, i, k) = 1$ , якщо в таблиці розрахункових зв'язків на перетині  $i$ -го рядка й  $j$ -го стовпця міститься відповідний код або група кодів у вигляді  $k$ ;  $L(j, i, k) = 0$  у решті випадків (якщо код інший); аналогічно,  $L(j, i, k) = 1$ , якщо в режимі  $j$  за відмови  $i$ -го елемента і відмови спрацювання  $s$ -го пристрою РЗА виникає аварія  $k$ -го вигляду.

Середній час відновлення нормального режиму роботи (електропостачання споживачів і видача потужності) після  $k$ -ї аварії обчислюють за формулою

$$\tau(k) = \frac{1}{\Lambda(k)} \left[ \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_j \lambda_{ji} \tau_{jik} L(j, i, k) \right].$$

Значення  $\tau(k)$  для короточасних аварій можна визначити, наприклад, експертним методом.

Середнє аварійне зниження річного виробітку енергії на станції або відпуску енергії під час аварії на підстанції обчислюють за формулою

$$\Delta W_{ст} = 8760 \sum_k \Lambda(k) \Delta P_{o.п k} \tau_{o.п}(k) + \Delta P_{в.п k} \left[ \tau_{в.п}(k) - \tau_{o.п}(k) \right] +$$

$$+ 8760 \sum_k \Lambda_{o.c}(k) \tau_{o.c}(k) \Delta P_{o.c k},$$

де  $\Delta P_{o.п k}$ ,  $\Delta P_{в.п k}$ ,  $\Delta P_{o.c k}$  – аварійні зниження потужності джерел, що відключаються під час  $k$ -ї аварії, за винятком можливого збільшення потужності тих, що продовжують роботу, тобто з урахуванням резерву.

Середнє значення аварійного недовідпуску електроенергії

$$\Delta W_{\text{сист}} = 8760 \sum_k \Lambda(k) \Delta P_{\text{о.п}k} \tau_{\text{о.п}}(k) + \Delta P_{\text{в.р}k} [\tau_{\text{в.р}}(k) - \tau(k)] + \\ + 8760 \sum_k \Lambda_{\text{о.с}}(k) \tau_{\text{о.с}}(k) \Delta P_{\text{о.с}k},$$

де  $\Delta P_{\text{о.п}k}$ ,  $\Delta P_{\text{в.р}k}$ ,  $\Delta P_{\text{о.с}k}$  – середні значення аварійного дефіциту потужності в системі під час відповідних аварій з відповідною тривалістю існування дефіциту  $\tau(k)$ .

Значення  $\Delta P$  і  $\tau(k)$  для обчислення недовідпуску енергії встановлюють за допомогою балансних розрахунків післяаварійних режимів та експертного оцінювання середньої тривалості існування цих режимів.

Збитки у разі порушення системи електропостачання споживачів можна визначити за допомогою питомих збитків  $З_{\text{пл}}$  (у. о. на перерву) і  $З_{\text{чл}}$  (у. о. на годину перерви):

$$З = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{l=1}^{N_l} З_{\text{пл}} \Lambda(l/k) + 8760 З_{\text{чл}} \Lambda(l/k) \tau(l/k),$$

де  $З$  – середні збитки;  $\Lambda(l/k)$  – частота аварій з погасанням  $l$ -го споживача;  $\tau(l/k)$  – середній час відновлення живлення  $l$ -го споживача під час  $k$ -ї аварії.

Для енергосистем збитки від перерв електропостачання розраховують за допомогою питомих збитків  $З_{\text{нл}}$  (в у. о. на кіловат-годину недовідпущеної енергії) і питомих зведених витрат  $C_p(\Delta W)$  (в у. о. на кіловат-годину енергії, виробленої на резервних станціях):

$$З = \sum_{k=1}^{N_k} \left[ З_{\text{нл}} \Delta W_{\text{сист}} + C_p(\Delta W_{\text{ст}k} - \Delta W_{\text{сист}k}) \right],$$

де  $C_p = (1-1,6) \cdot 10^{-2}$  у. о./кВт·год;  $\Delta W_{\text{ст}k}$  – недовироблення енергії станцією під час  $k$ -ї аварії;  $\Delta W_{\text{сист}k}$  – недовідпуск енергії споживачам під час  $k$ -ї аварії.

Якщо немає достовірних оцінок початкових даних  $\lambda_{ji}$ ,  $Q(s_{\text{о.с}})$ ,  $\tau_{jik}$ , небезпеку виникнення аварії  $k$ -го вигляду можна виміряти кількістю кон'юнкцій, що ідентифікуються з аварією  $k$ -го вигляду:

$$C(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n L(j, i, k); \\ C_{\text{о.с}}(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^u L(j, i, s, k).$$

Небезпеку виникнення аварій  $k$ -го вигляду в  $j$ -му режимі можна виміряти кількістю кон'юнкцій:

$$C_j(k) = \sum_{i=1}^n L(j, i, k);$$

$$C_{o,cj}(k) = \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^u L(j, i, s, k).$$

Показники надійності окремих елементів головної схеми електричних з'єднань ПС 110 кВ ( $\lambda_i$  – інтенсивність відмови елемента;  $R_i$  – імовірність безвідмовної роботи елемента) наведено у табл. 8.11.

Таблиця 8.11

**Показники надійності окремих елементів ПС 110 кВ**

Елемент	$\lambda_i$ , 1/рік	$R_i$
100 км ЛЕП 110 кВ	0,7	0,495
Трансформатор 110 кВ	0,03	0,97
Секція шин	0,1	0,905
Вимикач	0,12	0,887
Роз'єднувач	0,015	0,985

Розглянемо послідовність складання розрахункових схем для визначення надійності декількох типових схем знижувальних підстанцій, наведених на рис. 8.3. На зазначених схемах умовно позначено тільки найголовніші елементи з огляду на визначення надійності електропостачання.

**Етап 1.** Поділимо елементи схем на типові групи, які притаманні майже всім схемам знижувальних підстанцій. На рис. 8.3 такі групи позначено пунктирними лініями.

Зазначені групи містять такі елементи:

**1, 2** – лінія і роз'єднувач;

**3, 4** – трансформатор;

**5, 6** – трансформатор і секція шин, і три роз'єднувачі;

**7, 8, 13, 14** – секція шин і три роз'єднувачі;

**9** – дві секції шин і п'ять роз'єднувачів;

**10** – два трансформатори та дві секції шин, і п'ять роз'єднувачів;

**11, 12** – лінія та секція шин і три роз'єднувачі;

**15–19** – вимикачі.



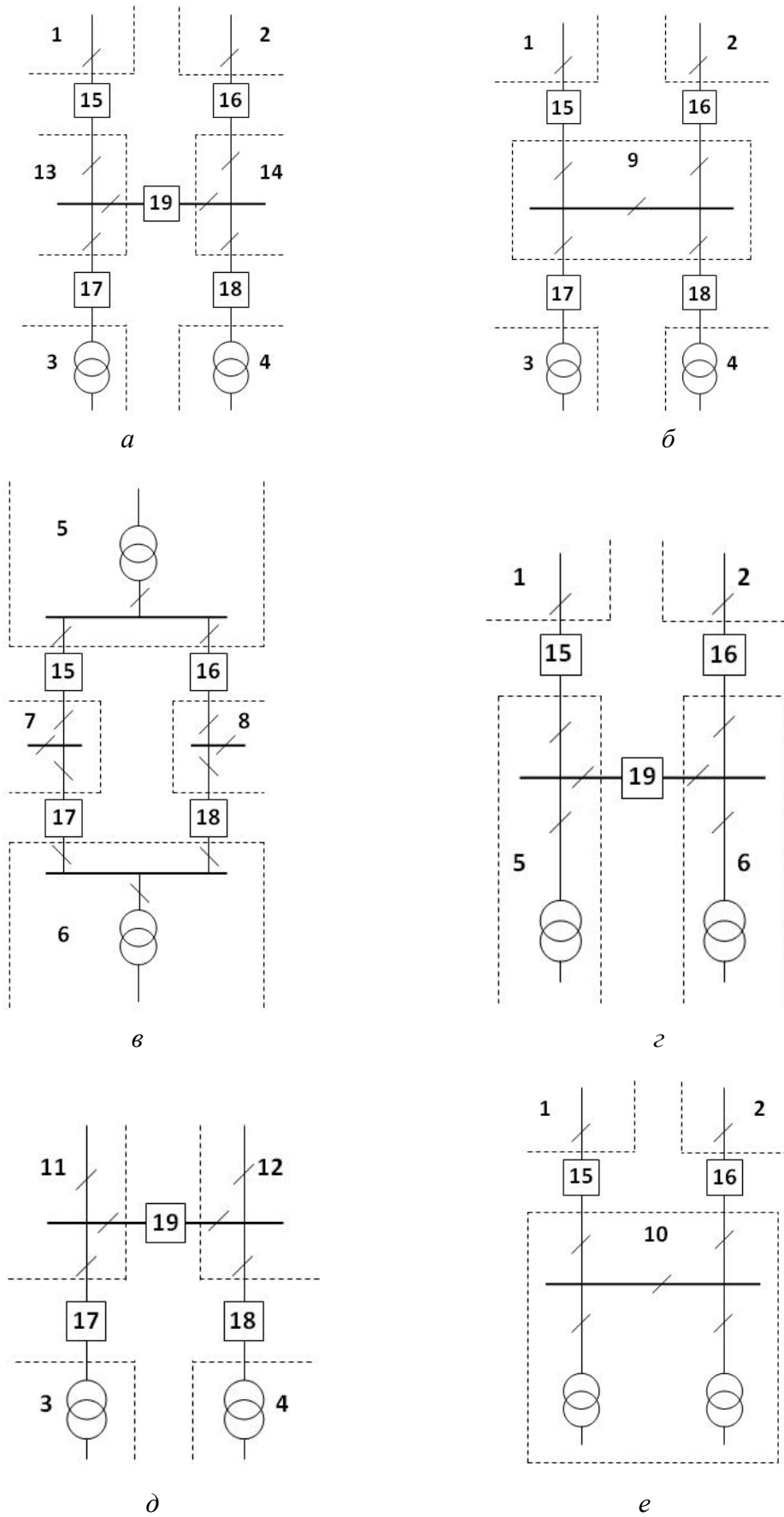


Рис. 8.3. Деякі типові схеми електричних з'єднань знижувальних підстанцій

**Етап 2.** Ураховуючи задані умовні позначення, складаємо еквівалентні розрахункові схеми, наведені на рис. 8.4.

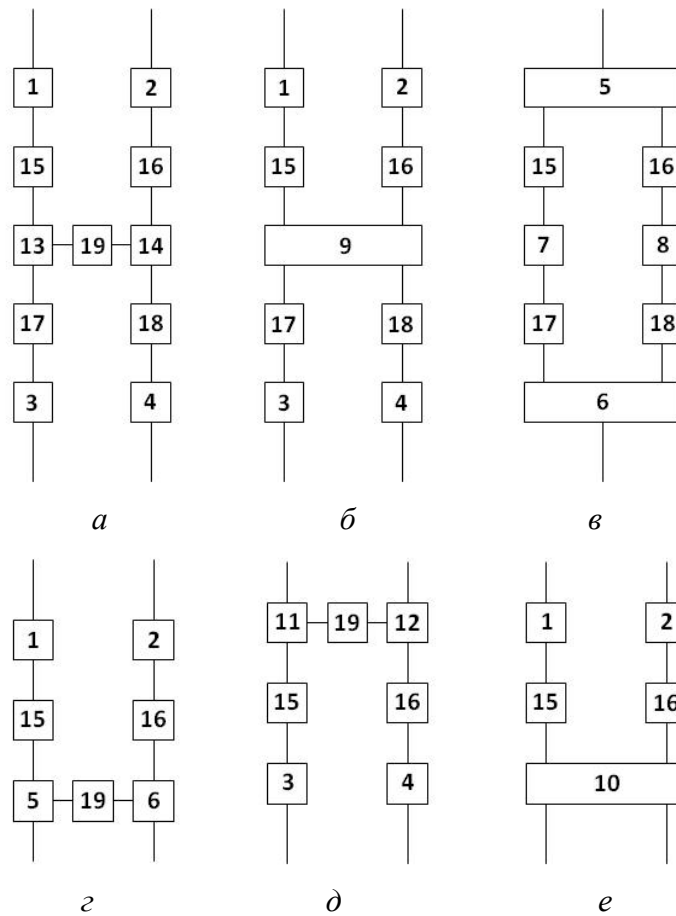


Рис. 8.4. Еквівалентні розрахункові схеми знижувальних підстанцій для визначення надійності

Розраховуємо показники надійності еквівалентних груп елементів, результати зведемо до табл. 8.12:

– для елементів **1, 2**: якщо  $\lambda_e = \sum \lambda_i$ ;  $R = \prod R_i$ ,

то  $\lambda_e = \lambda_{\text{л}} + \lambda_{\text{р}} = 0,7 + 0,015 = 0,715$ ;

$$R_e = R_{\text{л}} \cdot R_{\text{р}} = 0,495 \cdot 0,985 = 0,488;$$

– для елементів **3, 4**:  $\lambda_e = \lambda_{\text{т}} = 0,03$ ;  $R_e = R_{\text{т}} = 0,97$ ;

– для елементів **5, 6**:  $\lambda_e = \lambda_{\text{т}} + \lambda_{\text{с}} + 3\lambda_{\text{р}} = 0,03 + 0,1 + 3 \cdot 0,015 = 0,175$ ;

$$R_e = R_{\text{т}} \cdot R_{\text{с}} \cdot R_{\text{р}}^3 = 0,97 \cdot 0,905 \cdot 0,985^3 = 0,839;$$

– для елементів **7, 8, 13, 14**:  $\lambda_e = \lambda_{\text{с}} + 3\lambda_{\text{р}} = 0,1 + 3 \cdot 0,015 = 0,145$ ;

$$R_e = R_{\text{с}} \cdot R_{\text{р}}^3 = 0,905 \cdot 0,985^3 = 0,865;$$

– для елемента **9**:

$$\lambda_e = 2\lambda_c + 5\lambda_p = 2 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,015 = 0,275;$$

$$R_e = R_c^2 \cdot R_p^5 = 0,905^2 \cdot 0,985^5 = 0,759;$$

– для елемента **10**:

$$\lambda_e = 2\lambda_T + 2\lambda_c + 5\lambda_p = 2 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,015 = 0,335;$$

$$R_e = R_T^2 \cdot R_c^2 \cdot R_p^5 = 0,97^2 \cdot 0,905^2 \cdot 0,985^5 = 0,715;$$

– для елементів **11, 12**:

$$\lambda_e = \lambda_L + \lambda_c + 3\lambda_p = 0,7 + 0,1 + 3 \cdot 0,015 = 0,845;$$

$$R_e = R_L \cdot R_c \cdot R_p^3 = 0,495 \cdot 0,905 \cdot 0,985^3 = 0,428;$$

– для елементів **15–19**:

$$\lambda_e = \lambda_B = 0,12; \quad R_e = R_B = 0,887.$$

Таблиця 8.12

### Результати розрахунків показників надійності еквівалентних груп елементів

Еквівалентний елемент	Вміст	Показники надійності	
		$\lambda_e = \sum \lambda_i, 1/\text{рік}$	$R = \prod R_i$
<b>1, 2</b>	Лінія і роз'єднувач	0,715	0,488
<b>3, 4</b>	Трансформатор	0,03	0,97
<b>5, 6</b>	Трансформатор і секція шин, і три роз'єднувачі	0,175	0,839
<b>7, 8, 13, 14</b>	Секція шин і три роз'єднувачі	0,145	0,865
<b>9</b>	Дві секції шин і п'ять роз'єднувачів	0,275	0,759
<b>10</b>	Два трансформатора, дві секції шин і п'ять роз'єднувачів	0,335	0,715
<b>11, 12</b>	Лінія, секція шин і три роз'єднувача	0,845	0,428
<b>15–19</b>	Вимикачі	0,12	0,887

Результуючі показники надійності для остаточних варіантів еквівалентних схем обчислюють із припущенням, що всі елементи невідновлювані. Такі розрахунки слід виконати для трьох станів головних схем, а саме для перерви в електропостачанні:

- двох споживачів (у даному разі – всіх);
- будь-якого зі споживачів;
- конкретного споживача.

Розглянемо розв'язок логічної функції працездатності  $S$  та ймовірнісного полінома  $R$  для першої схеми підстанції (рис. 8.4, а):

Для перерви в електропостачанні двох споживачів:

$$S_{\Sigma}^{(1)} = (1 + 2 \cdot 14 \cdot 16 \cdot 18) \cdot 3 \cdot 13 \cdot 15 \cdot 17 \cdot 19 + \\ + (2 + 1 \cdot 15 \cdot 13 \cdot 17) \cdot 4 \cdot 14 \cdot 16 \cdot 18 \cdot 19.$$

Числами позначено відповідні функції працездатності для кожного елемента схеми:

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_1 \cdot R_2 + R_{17} \cdot R_{18} + R_{13} \cdot R_{14} \cdot R_{19} + R_{15} \cdot R_{16} + R_3 \cdot R_4 + R_{16} \cdot R_{17} \times \\ \times R_{19} + R_{15} \cdot R_{18} \cdot R_{19} = 0,488 \cdot 0,488 + 0,887 \cdot 0,887 + 0,865 \cdot 0,865 \times \\ \times 0,887 + 0,887 \cdot 0,887 + 0,97 \cdot 0,97 + 0,887 \cdot 0,887 \cdot 0,887 + 0,887 \times \\ \times 0,887 \cdot 0,887 = 0,497.$$

Для випадку перерви в електропостачанні будь-якого зі споживачів:

$$S_{\Sigma}^{(2)} = (1 + 2) \cdot 3 \cdot 4 \cdot 13 \cdot 15 \cdot 16 \cdot 17 \cdot 18 \cdot 19; \\ R_{\Sigma}^{(2)} = R_1 \cdot R_3 \cdot R_{13} \cdot R_{15} \cdot R_{17} + R_2 \cdot R_4 \cdot R_{14} \cdot R_{16} \cdot R_{18} = 0,488 \cdot 0,97 \times \\ \times 0,865 \cdot 0,887 \cdot 0,887 + 0,488 \cdot 0,97 \cdot 0,865 \cdot 0,887 \cdot 0,887 = 0,285.$$

Для випадку перерви в електропостачанні конкретного споживача, наприклад, першого:

$$S_{\Sigma}^{(3)} = (1 + 2 \cdot 14 \cdot 16 \cdot 18) \cdot 3 \cdot 13 \cdot 15 \cdot 17 \cdot 19; \\ R_{\Sigma}^{(3)} = R_1 \cdot R_3 \cdot R_{13} \cdot R_{15} \cdot R_{17} \cdot R_{19} = 0,488 \cdot 0,97 \times \\ \times 0,865 \cdot 0,887 \cdot 0,887 \cdot 0,887 = 0,385.$$

Підставляючи числові значення функції працездатності з табл. 8.12, розраховуємо результуючі значення  $R$  для трьох випадків:

$$R^{(1)} = 0,497; \quad R^{(2)} = 0,285; \quad R^{(3)} = 0,385.$$

За визначеними величинами знаходимо кількісні показники надійності (наприклад, час напрацювання до відмови):

$$MTTF = \int_0^R R(t)dt.$$

Результуючі значення показників надійності для трьох станів розглянутих шести варіантів головних схем підстанцій подано у табл. 8.13.

Таблиця 8.13

**Результуючі значення показників надійності для трьох станів шести схем електричних з'єднань знижувальних підстанцій**

Схема	І випадок		ІІ випадок		ІІІ випадок	
	$R(t)$	$MTTF$ , рік	$R(t)$	$MTTF$ , рік	$R(t)$	$MTTF$ , рік
1	0,497	1,191	0,285	0,781	0,385	0,986
2	0,346	0,905	0,326	0,863	0,336	0,879
3	0,561	1,354	0,315	0,839	0,437	1,094
4	0,527	1,303	0,363	0,937	0,569	1,12
5	0,533	1,406	0,120	0,508	0,327	0,96
6	0,414	1,051	0,410	1,047	0,42	1,037

Аналіз надійності деяких головних схем тупикових підстанцій показав їх порівняно однакову надійність. Секціонування шин зі становленням секційного вимикача **19** (рис. 8.4) підвищує надійність електропостачання. До цього призводить і встановлення додаткових вимикачів з боку ВН та НН.

Розглянемо послідовність складання розрахункових схем для стандартних схем знижувальних підстанцій згідно з «Нормами технологічного проектування схем електричних з'єднань знижувальних підстанцій напругою 6–750 кВ».

Схему ПС «Два блока лінія–трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній» (шифр схеми – 35-2, 110-2, 150-2, 220-2) наведено на рис. 8.5. Роз'єднувачі, позначені (\*), встановлюють за наявності живлення з боку СН, трансформатори напруги – за умови відповідного обґрунтування.

Схема є типовою для найпростіших знижувальних ПС і з кількістю ліній з боку ВН не більше двох.

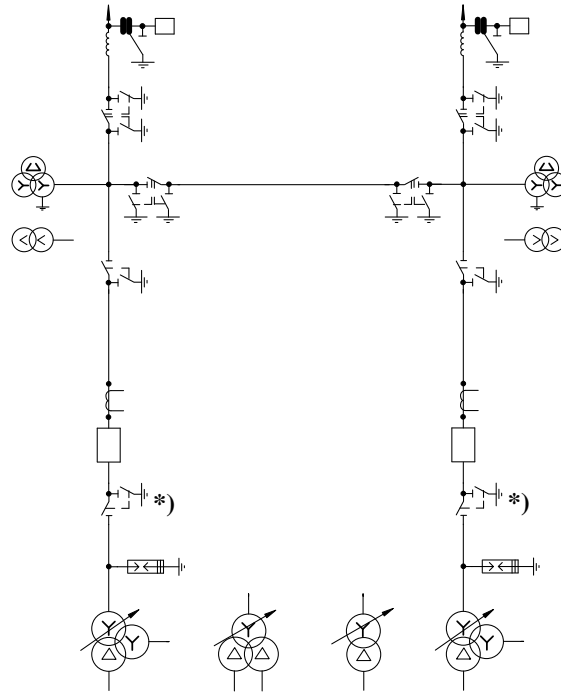


Рис. 8.5. Схема «Два блока лінія–трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній»  
(шифр схеми – 35-2, 110-2, 150-2, 220-2)

Еквівалентну схему підстанції цього типу наведено на рис. 8.6.

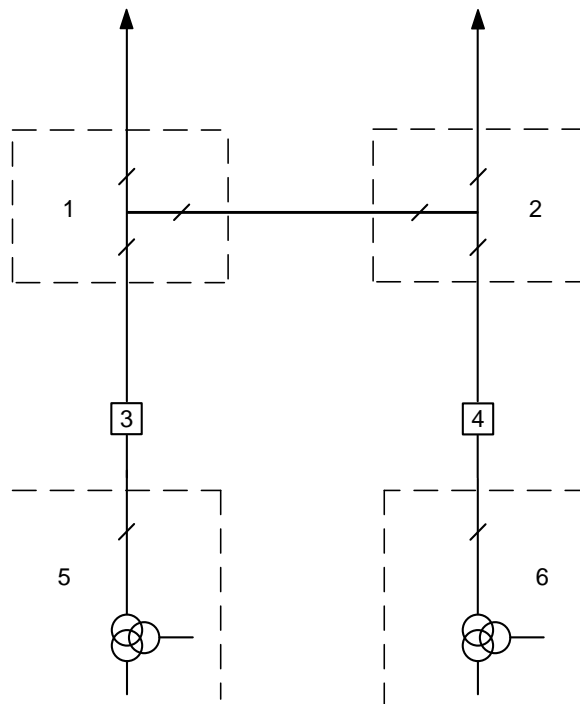


Рис. 8.6. Групи еквівалентних елементів схеми «Два блока лінія–трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній»

Визначимо групи еквівалентних елементів для подальшого перетворення:

**1, 2** – три роз'єднувача;

**3, 4** – вимикач;

**5, 6** – трансформатор і роз'єднувач.

З урахуванням узятих еквівалентних елементів розрахункова схема підстанції матиме такий вигляд, як на рис. 8.7.

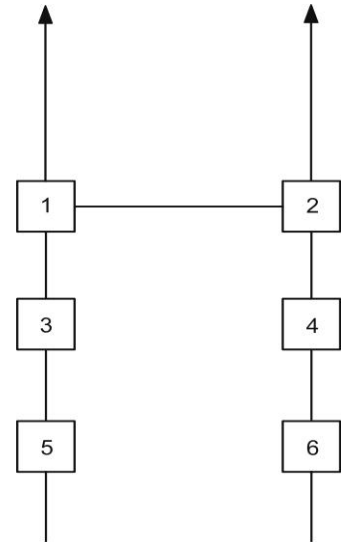


Рис. 8.7.  
Розрахункова  
схема підстанції

Схему ПС «Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній» (шифр схеми – 110-3, 150-3, 220-3) наведено на рис. 8.8. Трансформатори струму, позначені (\*), встановлюють за відповідного обґрунтування. Схема типова для знижувальних ПС із кількістю ліній з боку ВН не більше двох.

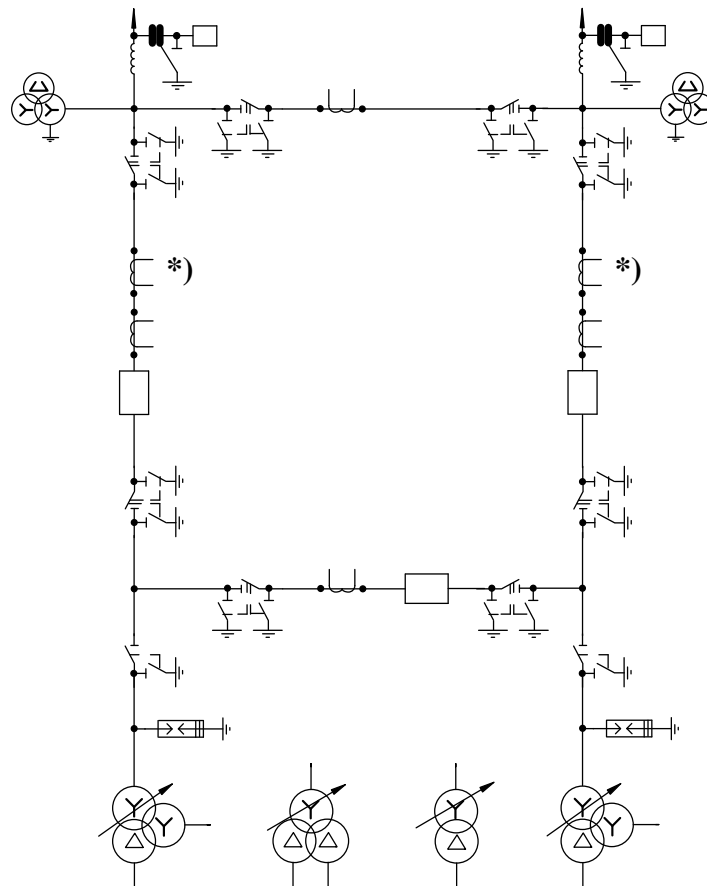


Рис. 8.8. Схема «Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній» (шифр схеми – 110-3, 150-3, 220-3)



Еквівалентну схему підстанції такого типу подано на рис. 8.9.

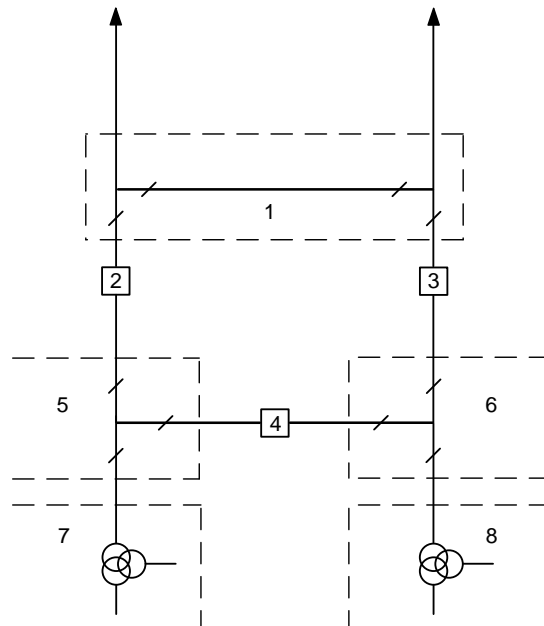


Рис. 8.9. Групи еквівалентних елементів схеми «Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній»

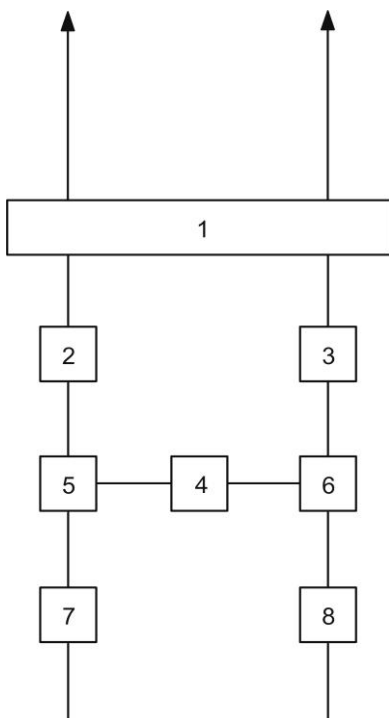


Рис. 8.10. Розрахункова схема підстанції

Визначимо групи еквівалентних елементів для подальшого перетворення:

**1** – перемичка + чотири роз'єднувачі;

**2, 3, 4** – вимикач;

**5, 6** – три роз'єднувачі;

**7, 8** – трансформатор.

З урахуванням узятих еквівалентних елементів розрахункова схема підстанції матиме такий вигляд, як на рис. 8.10.

Схему ПС «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (шифр схеми – 35-4, 110-4, 150-4, 220-4) наведено на рис. 8.11. Трансформатори струму, позначені (\*), встановлюють за відповідного обґрунтування. Схема є типовою для прохідних

знижувальних ПС за потреби секціонування ліній і збереження транзиту в разі пошкодження трансформатора.

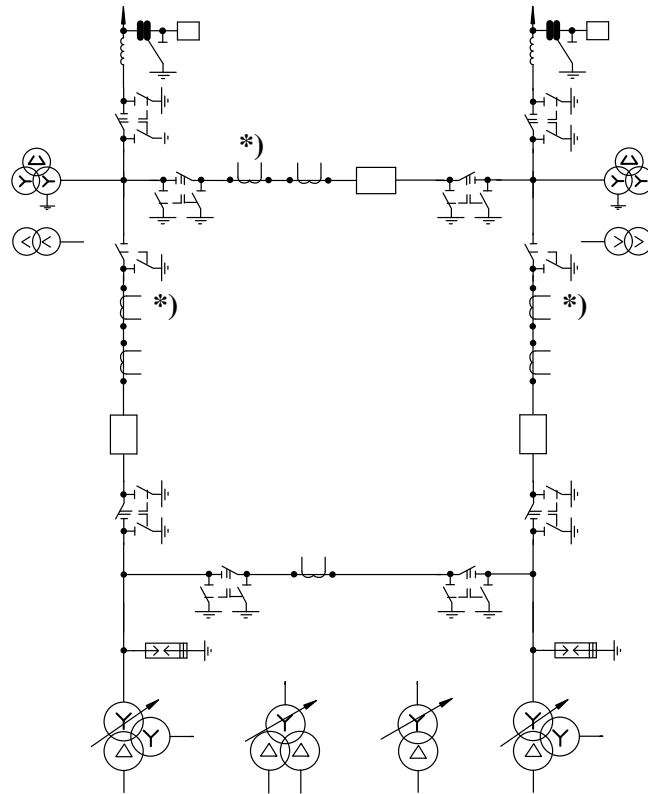


Рис. 8.11. Схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів»  
(шифр схеми – 35-4, 110-4, 150-4, 220-4)

Еквівалентну схему підстанції такого типу подано на рис. 8.12

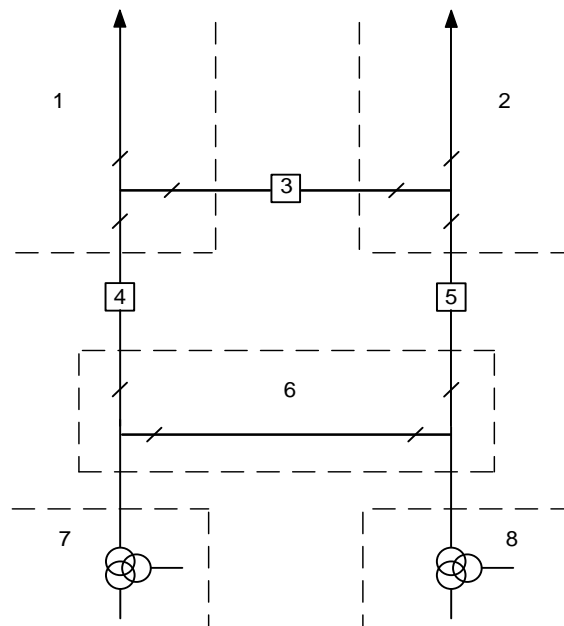


Рис. 8.12. Групи еквівалентних елементів схеми «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів»

Визначимо групи еквівалентних елементів для подальшого перетворення:

**1, 2** – лінія і три роз'єднувачі;

**3, 4, 5** – вимикач;

**6** – чотири роз'єднувачі;

**7, 8** – трансформатор.

З урахуванням узятих еквівалентних елементів розрахункова схема підстанції матиме вигляд, як на рис. 8.13.

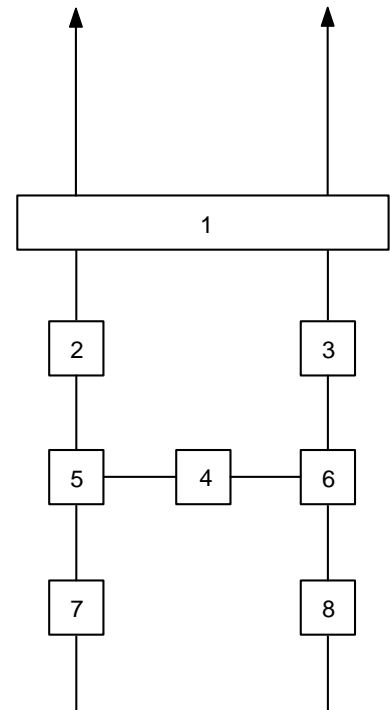


Рис. 8.13. Розрахункова схема підстанції

На рис. 8.14 наведено схему ПС «Одна робоча, секціонована вимикачем система шин» (шифр схеми 35-5). Схема призначена для організації РП вищої напруги вузлових ПС мережі напругою 35 кВ та РП середньої або нижчої напруги ПС з вищою напругою 110 кВ і 220 кВ. Роз'єднувачі в колах трансформаторів, позначені (\*), встановлюються тільки в РП НН і СН триобмоткових трансформаторів. Комплекти роз'єднувачів та розрядників, позначені (\*\*), встановлюються у разі потреби улаштування АВР на одній із ПЛ 35 кВ, що живлять підстанцію (резервній).

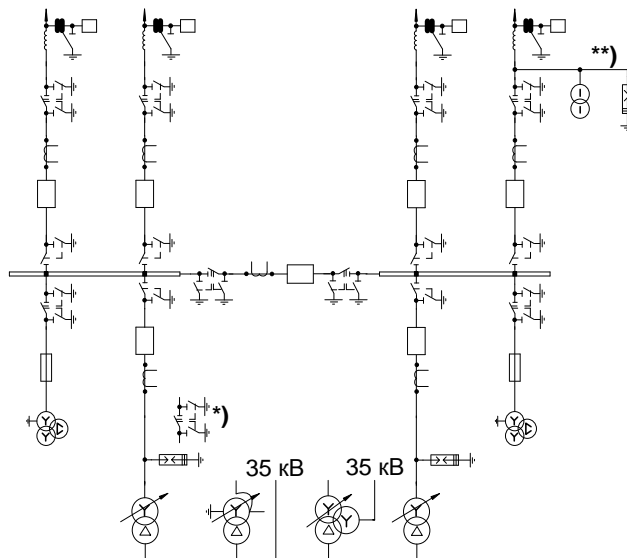


Рис. 8.14. Схема «Одна робоча, секціонована вимикачем система шин» (шифр схеми – 35-5)

Еквівалентну схему підстанції такого типу зображено на рис. 8.15.

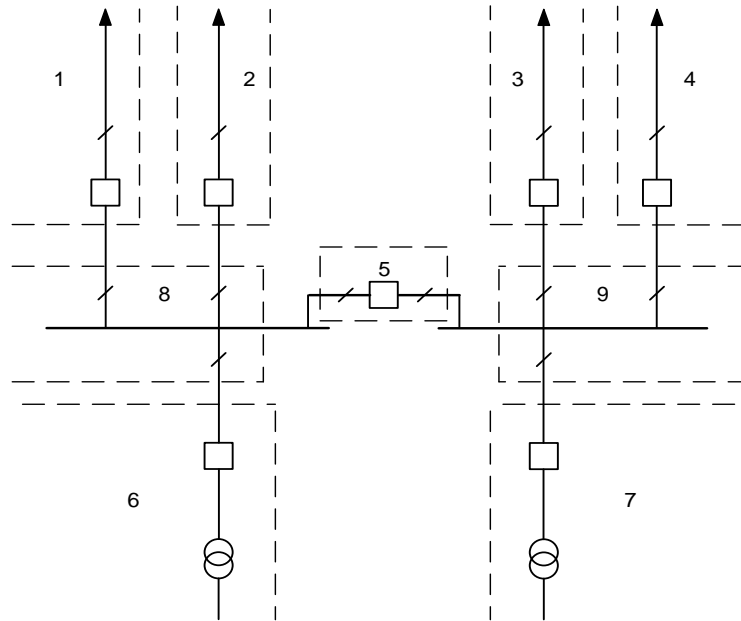


Рис. 8.15. Групи еквівалентних елементів схеми «Одна робоча, секціонована вимикачем система шин»

Визначимо групи еквівалентних елементів для подальшого перетворення:

**1, 2, 3, 4** – вимикач і роз'єднувач;

**5** – вимикач і два роз'єднувачі;

**6, 7** – трансформатор і вимикач;

**8, 9** – секція шин і три роз'єднувачі.

З урахуванням узятих еквівалентних елементів розрахункова схема підстанції матиме такий вигляд, як на рис. 8.16.

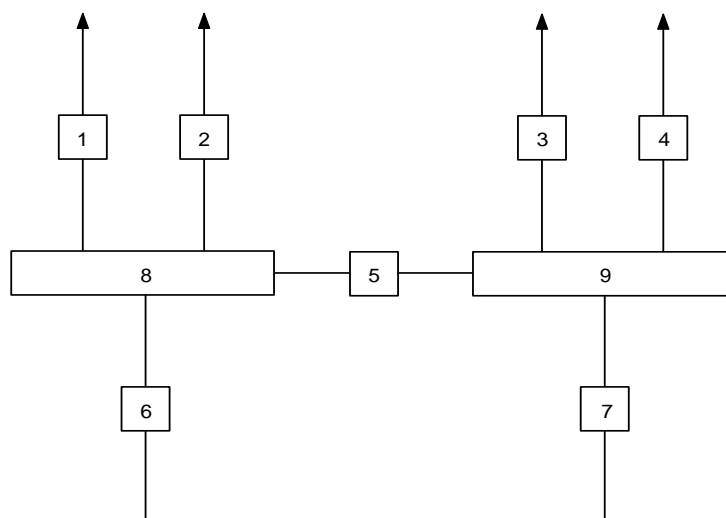


Рис. 8.16. Розрахункова схема підстанції

Схему РП «Одна, секціонована вимикачем система шин» наведено на рис. 8.17. Для РП із кабельними вводами розрядників на шинах не встановлюють. Трансформатори напруги, позначені (\*), встановлюють у разі потреби в улаштуванні АВР на одній (резервній) із живильних ліній. Вимикачі, позначені (\*\*), рекомендовано встановлювати замість запобіжників, якщо потужність трансформаторів 630 кВА і більша.

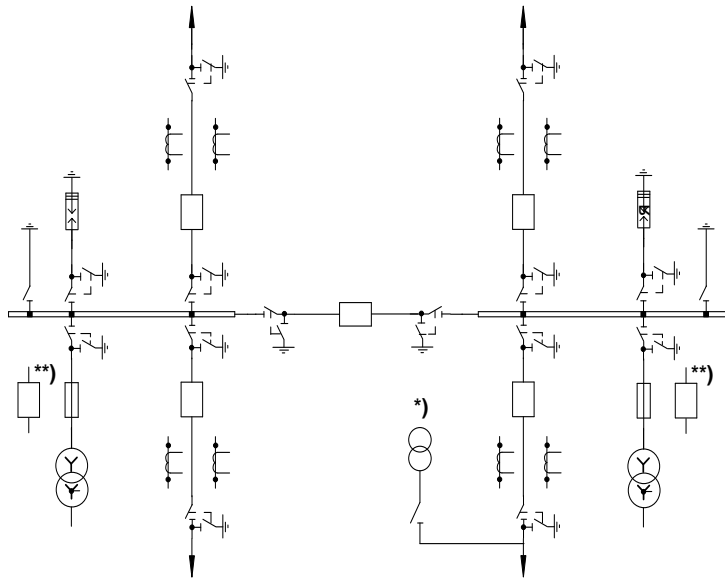


Рис. 8.17. Схема РП «Одна, секціонована вимикачем система шин»

Еквівалентну схему підстанції такого типу подано на рис. 8.18.

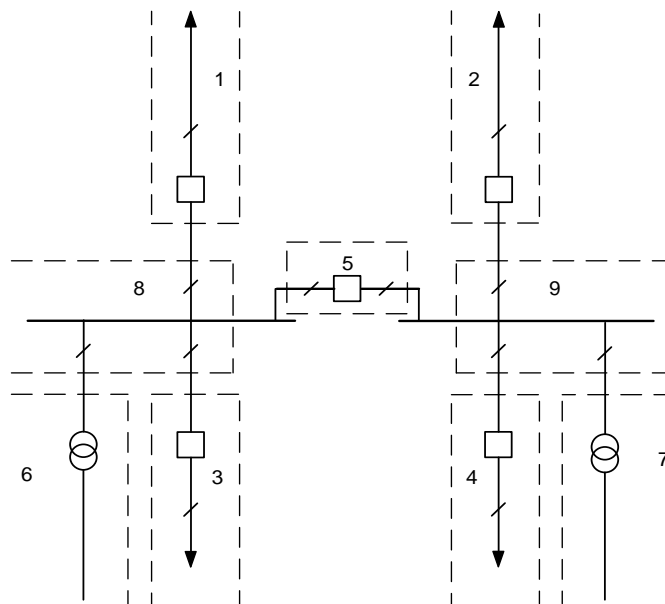


Рис. 8.18. Групи еквівалентних елементів схеми  
«Одна, секціонована вимикачем система шин»

Визначимо групи еквівалентних елементів для подальшого перетворення:

**1, 2, 3, 4** – вимикач і роз'єднувач;

**5** – вимикач і два роз'єднувачі;

**6, 7** – трансформатор;

**8, 9** – секція шин і три роз'єднувачі.

З урахуванням узятих еквівалентних елементів розрахункова схема підстанції матиме такий вигляд, як показано на рис. 8.19.

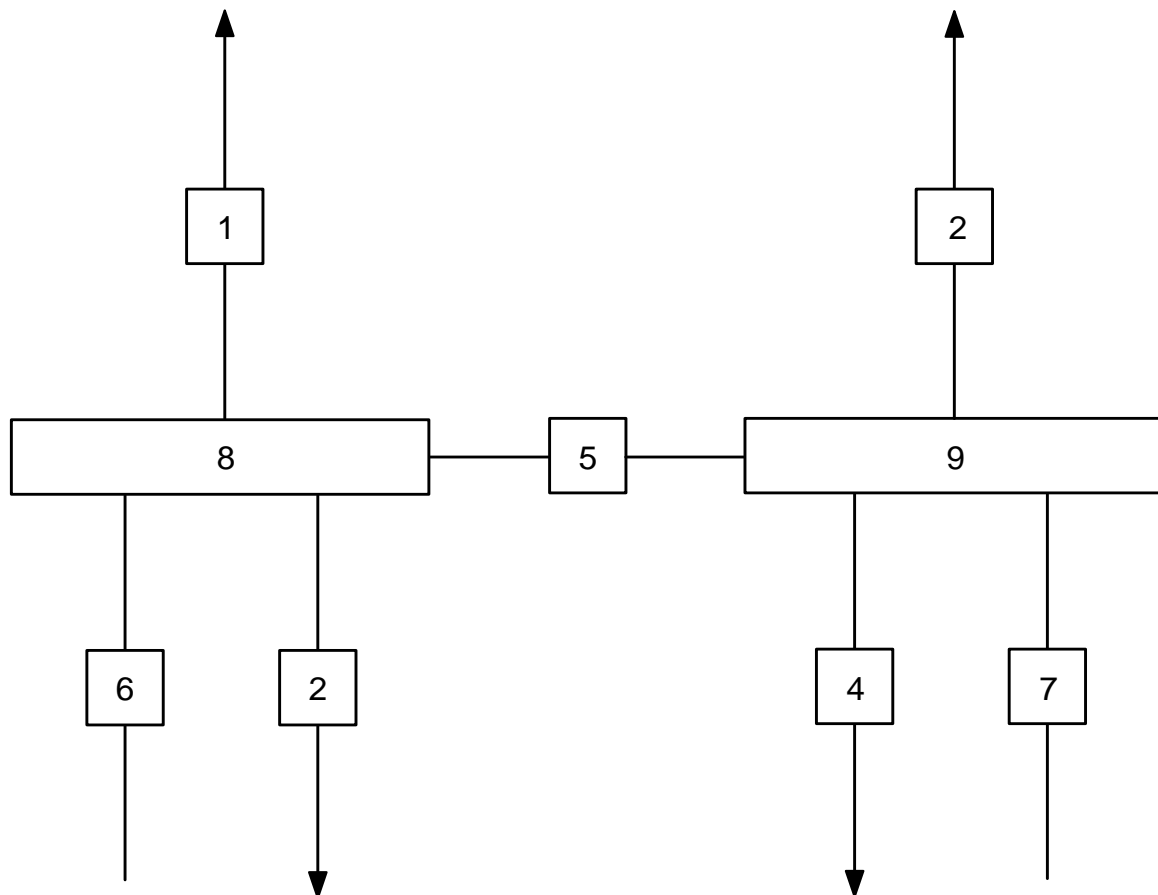


Рис. 8.19. Розрахункова схема РП

Схему РП «Дві робочі, секціоновані вимикачами, та обхідна система шин із двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами» (шифр схеми – 110-8, 150-8, 220-8) наведено на рис. 8.20. Схему застосовують на РП вищої напруги вузлових ПС для забезпечення підвищеної надійності та зниження струмів КЗ. Трансформатори струму, позначені (\*), встановлюють за відповідного обґрунтування.

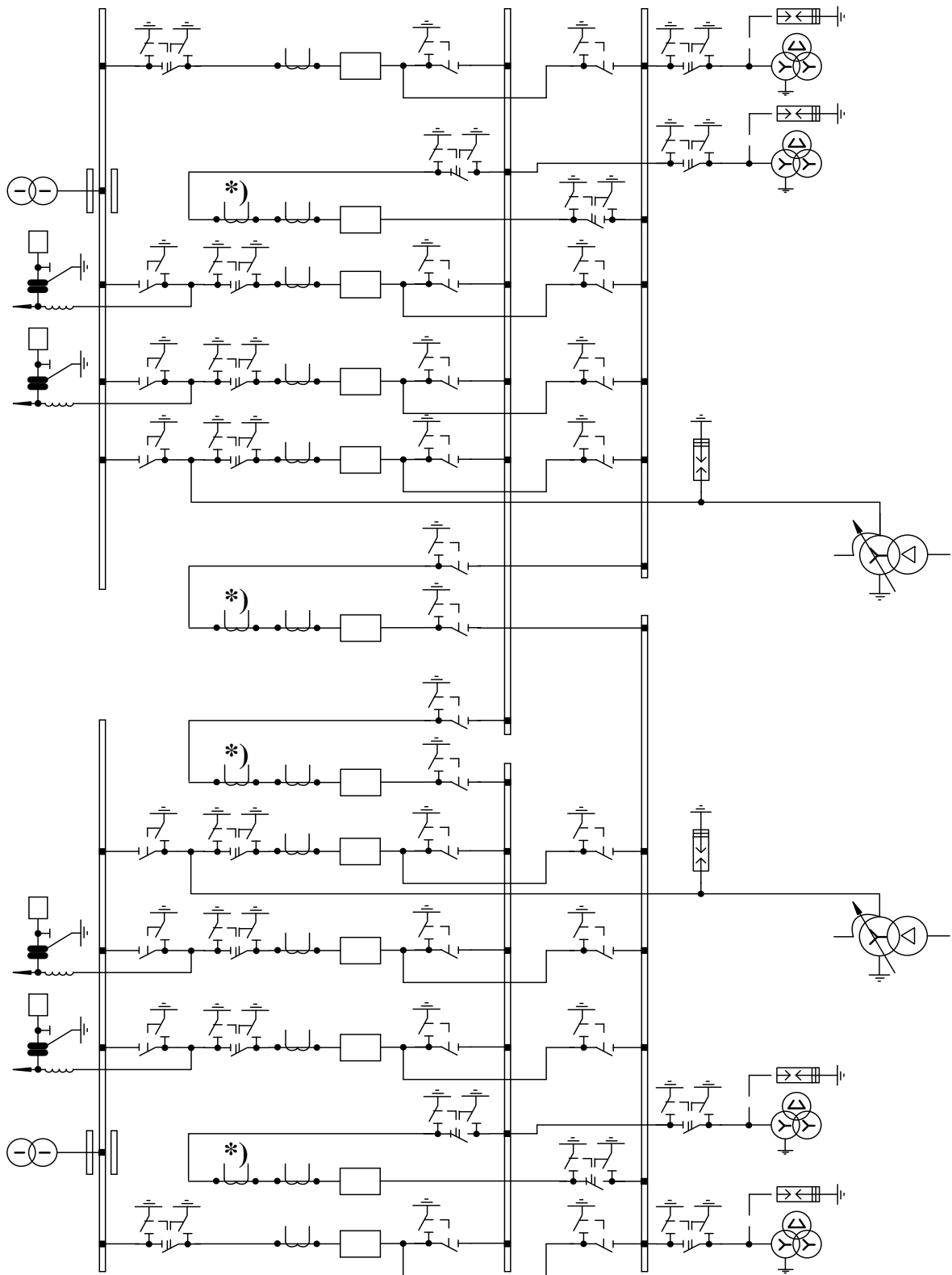
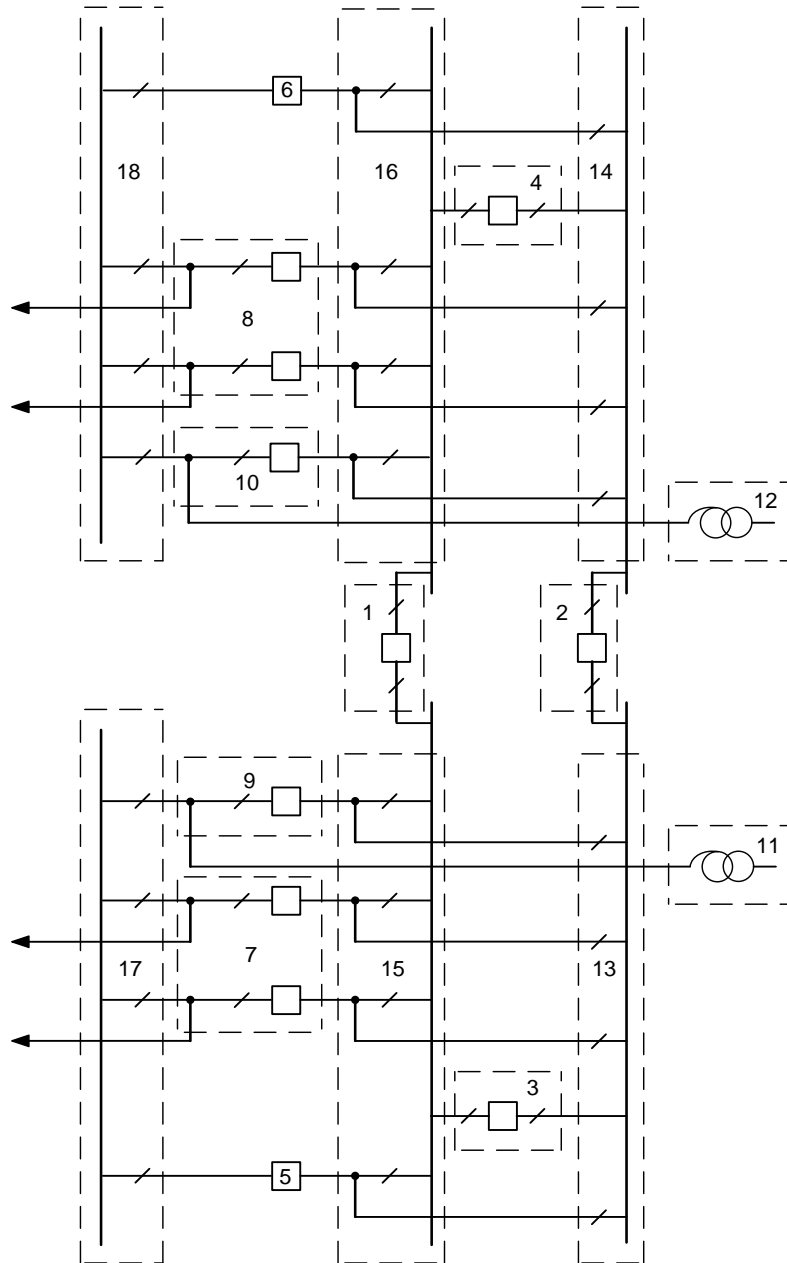


Рис. 8.20. Схема РП «Дві робочі, секціоновані вимикачами, й обхідна система шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами»  
(шифр схеми – 110-8, 150-8, 220-8)

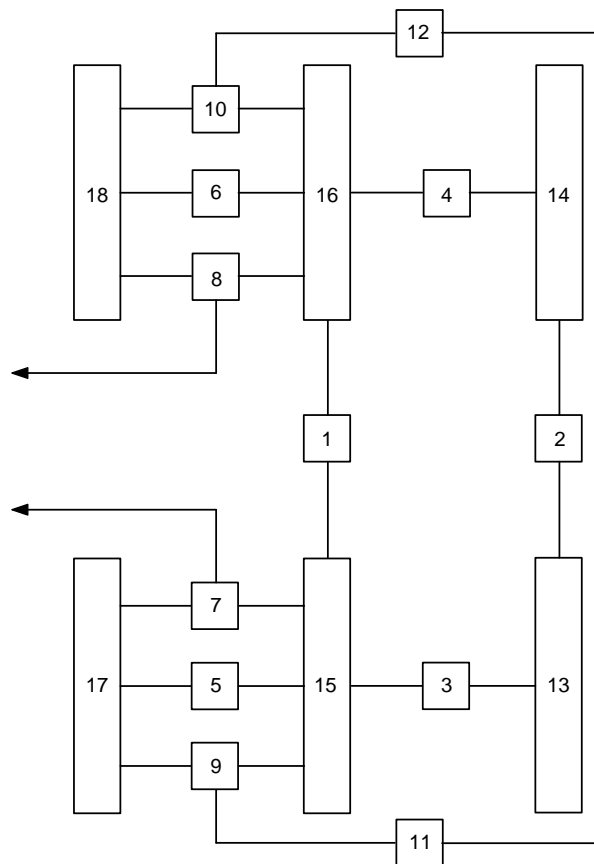


Еквівалентна схема підстанції такого типу має вигляд, як на рис. 8.21.



*Рис. 8.21.* Групи еквівалентних елементів схеми РП «Дві робочі, секціоновані вимикачами, й обхідна система шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами»

Визначимо межі еквівалентних елементів для подальшого перетворення:  
**1, 2, 3, 4** – вимикач і два роз'єднувачі; **5, 6** – вимикачі;  
**7, 8** – два вимикачі і два роз'єднувачі; **9, 10** – вимикач і один роз'єднувач;  
**11, 12** – автотрансформатори;  
**13-18** – секція шин і чотири роз'єднувачі.



Далі розраховуємо надійність відповідної схеми знижувальної підстанції відносно відповідного споживача.

## ПІДСУМКИ

## Необхідно зрозуміти:

- 328

**Треба вміти:**

1. Скласти таблицю розрахункових зв'язків, де фіксують наслідки відмов варіативних елементів.
2. Записувати й аналізувати вираз для визначення середньорічного недовідпуску електроенергії в систему через відмову блочного трансформатора.
3. Навести приклади відмов вимикачів у статичному стані та в разі оперативних перемикачів.
4. Скласти дерево відмов, яке графічно відображає логічний зв'язок простих подій і станів з кінцевою подією.
5. Скласти таблицю розрахункових логічних зв'язків відмов і аварій.
6. Аналізувати збитки у разі порушення надійності електропостачання.

**Слід запам'ятати, що:**

1. Відповідно до таблично-логічного методу розрахунку показників надійності схем по чергово розглядають відмови елементів, виявляючи їх наслідки в нормальному і ремонтному режимах.
2. Логіко-аналітичний метод використовують для визначення показників надійності схем знижувальних підстанцій.
3. Дерево відмов будують починаючи від кінцевої події – погасання певного вузла або групи вузлів.
4. До тривалих погасань зазвичай призводять відмови самих вузлів і комутаційних апаратів.

**Контрольні запитання та завдання для самостійної роботи**

1. У чому полягає послідовність застосування таблично-логічного методу розрахунку показників надійності головних схем електричних з'єднань електростанцій та підстанцій?
2. За якими параметрами визначається надійність з використанням логіко-аналітичного методу?
3. Наведіть визначення основних нормативних показників надійності електростанцій, теплових мереж та енергокомпаній.
4. Наведіть послідовність розрахунку з використанням логіко-аналітичного методу.

## **РОЗДІЛ 9**

### **ОСНОВНІ НАПРЯМИ АНАЛІЗУ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ЕНЕРГООБ'ЄДНАНЬ**

Надійність ЕЕС загалом (як єдиного об'єкта функціонування) визначають їх основні структурні підсистеми (генерувальна частина та системотвірна мережа), а також система керування режимами та система ресурсного забезпечення. Тому єдину задачу аналізу надійності ЕЕС, як зазначено у розділі 1 (п. 1.4), декомпонують на такі основні напрями:

- аналіз балансової надійності електроенергетичних систем та енергооб'єднань;
- аналіз режимної надійності системотвірної мережі;
- аналіз перехідної надійності ЕЕС;
- аналіз надійності ресурсного забезпечення ЕЕС.

Необхідність такої декомпозиції зумовлена складністю процесів функціонування ЕЕС та енергооб'єднань.

Відмови елементів структурних підсистем спричиняють виникнення дефіцитів потужності в ЕЕС, погіршення умов пересилання потужності від джерел генерування до вузлів навантаження, порушення узгодженої роботи різних частин ЕЕС, виникнення системних аварій. Недосконалість засобів керування режимами зумовлює низьку ефективність ліквідації аварій. Помилкові дії оперативно-диспетчерського персоналу та хибна робота засобів автоматики спричиняють розвиток аварій та їх переходи у важкі форми.

Об'єднання ЕЕС, маючи істотні переваги в економічному плані, відзначаються погіршеними характеристиками надійності порівняно з ізольовано працюючими ЕЕС. В об'єднанні посилюється взаємовплив режимів окремих його частин, поширюються збурення на великі території, ускладнюється характер перехідних процесів, зростає частота ланцюжкових аварій з важкими порушеннями живлення споживачів.

Щоб виконувати аналіз надійності ЕЕС та енергооб'єднань у таких складних умовах їх функціонування, необхідно розробляти еквівалентні спрощені моделі режимів та структури підсистем ЕЕС. Такі еквівалентування, забезпечуючи можливість математичного опису процесів і явищ з позицій теорії надійності, не повинні спотворювати результатів аналізу. Тому їх в межах кожного зазначеного вище напрямку аналізу надійності відповідно обґрунтовують.

### 9.1. Аналіз балансової надійності концентрованих енергосистем

Аналіз балансової надійності ЕЕС в загальному випадку передбачає врахування системи генерування потужності, системотвірної мережі та характеристик навантаження. Якщо система концентрована, тобто пропускна здатність її зв'язків у всіх усталених режимах, враховуючи ремонтні та післяаварійні, не обмежує використання потужності ЕС у будь-якому вузлі споживання для всіх можливих значень навантажень, то під час аналізу балансової надійності енергосистеми враховують тільки її генерувальну частину та навантаження.

Балансову надійність ЕЕС оцінюють рядом показників, до яких належать:

- імовірність  $p_n$  непокриття навантаження системи або очікувана в році кількість діб  $n_n$  непокритого навантаження;
- імовірність  $p_n$  стану відмови системи та середній параметр потоку відмов  $Z_c$  (відмова системи – це подія, за якої виникає дефіцит потужності);
- усереднений за розрахунковий період  $T$  дефіцит потужності  $P_d$  та недовідпущена споживачам електроенергія  $W_n$ .

Розрахунки показників балансової надійності виконують аналітичними методами на рівні випадкових подій [30], аналітичними методами на рівні випадкових процесів [37] або методами статистичного моделювання. Аналітичні методи на рівні випадкових процесів достатньо розроблені та дають змогу визначати всі показники балансової надійності, тому зосередимо основну увагу на них.

#### Побудова моделі системи генерування потужності

*Модель генерувальної частини ЕЕС* – це діаграма простору її станів, робоча потужність системи в кожному з яких різна.

У ході побудови моделі елементарні стани системи з однаковою робочою потужністю об'єднуються. Об'єднання станів виконується за правилами, викладеними у розділі 4 (п. 4.2).

На рис. 9.1 зображено модель системи генерування потужності з чотирма однаковими агрегатами. Для системи з однаковими агрегатами основні характеристики її моделі розраховують просто.

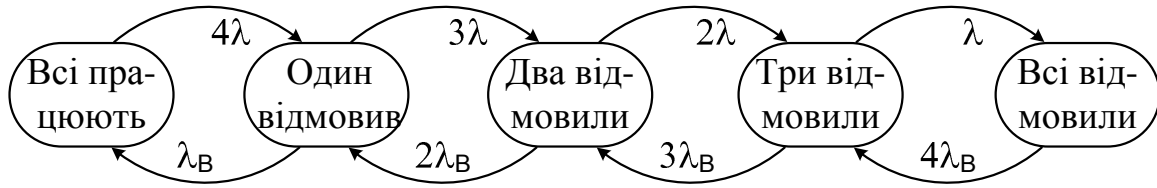


Рис. 9.1. Діаграма об'єднаних станів системи генерування з чотирма однаковими агрегатами

Робоча потужність системи в її  $m$ -му стані, коли  $m$  агрегатів з  $n$  відмовили, становить

$$P_{cm} = (n - m)P_{ном}, \quad (9.1)$$

де  $P_{ном}$  – номінальна потужність одного агрегату.

Імовірність  $p_m$   $m$ -го стану обчислюється за формулою біноміального розподілу

$$p_m = C_n^m q^m p^{n-m}, \quad (9.2)$$

де  $p, q$  – імовірності робочого та неробочого стану агрегату відповідно.

Інтенсивності переходів з  $m$ -го стану в стан  $m-1$  більшої робочої потужності  $\lambda_{m+}$  та у стан  $m+1$  меншої робочої потужності  $\lambda_{m-}$  дорівнюють

$$\lambda_{m+} = m\lambda_b; \quad \lambda_{m-} = (n - m)\lambda, \quad (9.3)$$

де  $\lambda, \lambda_b$ , – інтенсивності відмови та відновлення агрегата відповідно.

Параметр потоку (частоту) виникнення  $m$ -го стану розраховують згідно (4.43) як

$$Z_m = p_m(\lambda_{m+} + \lambda_{m-}) = p_m(m\lambda_b - m\lambda + n\lambda). \quad (9.4)$$

Якщо агрегати генерувальної частини різні, процедура обчислення характеристик моделі дещо ускладнюється. Тут необхідно сформулювати діаграму простору всіх елементарних станів і для кожного з них встановити робочу потужність та ймовірність виникнення. Робоча потужність системи в елементарному стані  $P_{ce}$  дорівнює сумі номінальних потужностей агрегатів, які у цьому стані системи працюють. Обчислюють імовірності елементарних станів за формулою

$$p_e = \prod_{i=1}^m q_i \prod_{i=m+1}^n p_i. \quad (9.5)$$

Потім елементарні стани з однаковою робочою потужністю об'єднуються.

У деякому сукупному стані  $s$  потужність системи така сама, як і в об'єднаних елементарних станах

$$P_{cs} = P_{ce} = \text{const.} \quad (9.6)$$

Імовірність сукупного  $s$ -го стану дорівнює сумі ймовірностей всіх об'єднаних в ньому елементарних станів

$$p_s = \sum_{e \in s} p_e. \quad (9.7)$$

Інтенсивності переходів між об'єднаним та елементарними станами і між двома об'єднаними обчислюють за формулами (4.48) і (4.51), а за дотримання умов об'єднуваності – за спрощеними формулами (4.49) і (4.52).

Параметр потоку (частоту) виникнення  $s$ -го стану розраховують за формулою (4.43) після заміни індексу  $i$  на індекс  $s$ , тобто

$$Z_s = p_s \sum_{j \neq s} \lambda_{sj}. \quad (9.8)$$

Побудовану так модель системи генерування потужності використовують для обчислення показників балансової надійності ЕЕС.

**Приклад 9.1.** Побудувати модель генерувальної частини ЕЕС, в якій працюють два енергоблоки по 200 МВт і ще два енергоблоки по 300 МВт.

*Розв'язання.* Згідно з даними табл. 7.1 показники надійності енергоблоків 200 МВт і 300 МВт приблизно однакові. Вони становлять:

$$\lambda = Z_B = Z'_6 8760 / (8760 - T'_n - Z'_6 T_B) = 10 \text{ рік}^{-1};$$

$$\lambda_B = 1/T_B = 200 \text{ рік}^{-1};$$

$$q = Z_B T_B / 8760 = 0,05; \quad p = 1 - q = 0,95.$$

На рис. 9.2, а зображено сукупність елементарних станів системи, де враховано всі можливі комбінації відмов та відновлень агрегатів. У кружках, якими позначено стани, вказують агрегати, що відмовили, і робочу потужність системи генерування. На рис. 9.2, б зображено діаграму простору сукупних станів, тобто модель системи генерування потужності.

Імовірності елементарних станів, розраховані за формулою (9.5), дорівнюють

$$p_0 = p^4 = 8,15 \cdot 10^{-1}; \quad p_1 = p_2 = p_3 = p_4 = q^1 p^3 = 4,29 \cdot 10^{-2};$$

$$p_{12} = p_{13} = p_{14} = p_{23} = p_{24} = p_{34} = q^2 p^2 = 2,26 \cdot 10^{-3};$$

$$p_{123} = p_{124} = p_{134} = p_{234} = q^3 p^1 = 1,19 \cdot 10^{-4};$$

$$p_{1234} = q^4 = 6,25 \cdot 10^{-6}.$$



Результати обчислень округлено з метою спрощення ілюстраційних розрахунків.

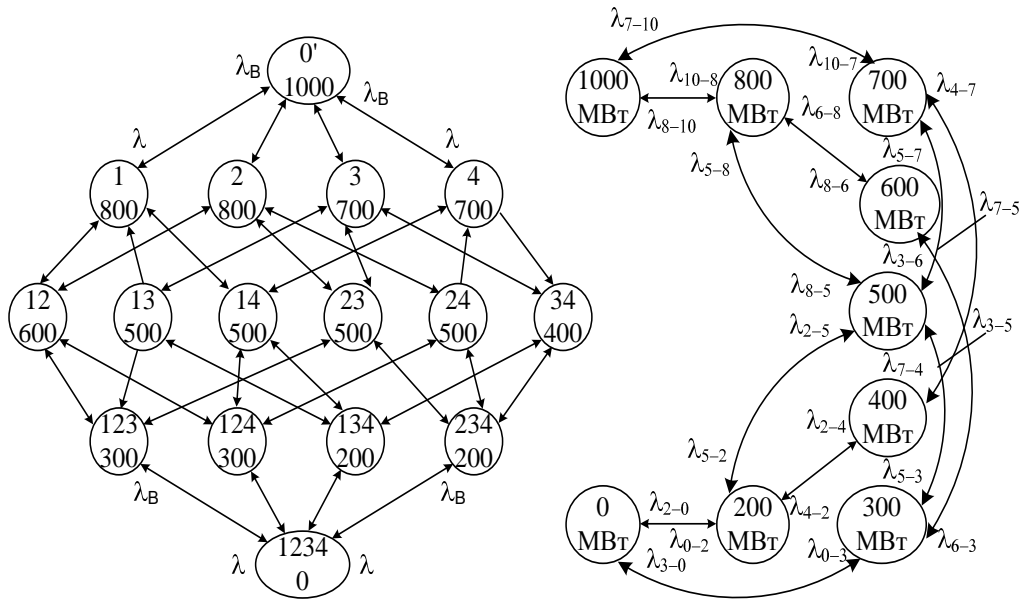


Рис. 9.2. Сукупність елементарних (а)  
та об'єднаних (б) станів системи генерування

Імовірності об'єднаних станів системи генерування потужності

$$\begin{aligned}
 p_{1000} &= p_0 = 8,15 \cdot 10^{-1}; & p_{800} &= p_1 + p_2 = 8,58 \cdot 10^{-2}; \\
 p_{700} &= p_3 + p_4 = 8,58 \cdot 10^{-2}; & p_{600} &= p_{12} = 2,26 \cdot 10^{-3}; \\
 p_{500} &= p_{13} + p_{14} + p_{23} + p_{24} = 9,04 \cdot 10^{-3}; & p_{400} &= p_{34} = 2,26 \cdot 10^{-3}; \\
 p_{300} &= p_{123} + p_{124} = 2,38 \cdot 10^{-4}; & p_{200} &= p_{134} + p_{234} = 2,38 \cdot 10^{-4}; \\
 p_0 &= p_{1234} = 6,25 \cdot 10^{-6}.
 \end{aligned}$$

Інтенсивності переходів між станами, розраховані за формулами (4.48) і (4.51), становлять

$$\begin{aligned}
 \lambda_{10-8} &= \lambda_{0-1} + \lambda_{0-2} = 2\lambda = 20 \text{ рік}^{-1}; \\
 \lambda_{8-10} &= (p_1\lambda_{1-0} + p_2\lambda_{2-0})/(p_1 + p_2) = \lambda_8 = 200 \text{ рік}^{-1}; \\
 \lambda_{8-5} &= (p_1(\lambda_{1-13} + \lambda_{1-14}) + p_2(\lambda_{2-23} + \lambda_{2-24}))/p_1 = 2\lambda = 20 \text{ рік}^{-1}; \\
 \lambda_{5-8} &= (p_{13}\lambda_{13-1} + p_{14}\lambda_{14-1} + p_{23}\lambda_{23-2} + p_{24}\lambda_{24-2})/ \\
 &/(p_{13} + p_{14} + p_{23} + p_{24}) = \lambda_5 = 200 \text{ рік}^{-1}. \\
 \lambda_{10-7} &= 2\lambda; & \lambda_{7-10} &= \lambda_7; & \lambda_{8-6} &= \lambda; & \lambda_{6-8} &= 2\lambda_6; \\
 \lambda_{7-5} &= 2\lambda; & \lambda_{5-7} &= \lambda_5; & \lambda_{7-4} &= \lambda; & \lambda_{4-7} &= 2\lambda_4; \\
 \lambda_{6-3} &= 2\lambda; & \lambda_{3-6} &= \lambda_6; & \lambda_{5-2} &= \lambda; & \lambda_{2-5} &= 2\lambda_5; \\
 \lambda_{5-3} &= \lambda; & \lambda_{3-5} &= 2\lambda_3; & \lambda_{4-2} &= 2\lambda; & \lambda_{2-4} &= \lambda_4; \\
 \lambda_{3-0} &= \lambda; & \lambda_{0-3} &= 2\lambda_3; & \lambda_{2-0} &= \lambda; & \lambda_{0-2} &= 2\lambda_2.
 \end{aligned}$$

Параметр потоку (частота) виникнення об'єднаних станів системи генерування потужності та їх тривалість

$$Z_{1000} = p_{1000} (\lambda_{10-8} + \lambda_{10-7}) = 8,15 \cdot 10^{-1} \cdot 40 = 32,6 \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{1000} = p_{1000} / Z_{1000} = 0,025 \text{ років} = 219 \text{ год};$$

$$Z_{800} = p_{800} (\lambda_{8-6} + \lambda_{8-5} + \lambda_{8-10}) = 8,58 \cdot 10^{-2} \cdot 230 = 19,75 \text{ рік}^{-1};$$

$$T_{800} = p_{800} / Z_{800} = 0,0044 \text{ років} = 38,1 \text{ год};$$

$$Z_{700} = 19,75 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{700} = 38,1 \text{ год};$$

$$Z_{600} = 0,95 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{600} = 20,8 \text{ год};$$

$$Z_{500} = 3,8 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{500} = 20,8 \text{ год};$$

$$Z_{400} = 0,95 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{400} = 20,8 \text{ год};$$

$$Z_{300} = 0,15 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{300} = 14,4 \text{ год};$$

$$Z_{200} = 0,15 \text{ рік}^{-1}; \quad T_{200} = 14,4 \text{ год};$$

$$Z_0 = 0,0048 \text{ рік}^{-1}; \quad T_0 = 11,4 \text{ год}.$$

Перевірка:  $\Sigma ZT = 8760 \text{ год}$ . У вихідному стані система перебуває впродовж  $T_{1000} \cdot Z_{1000} = 7140 \text{ год}$ .

**Побудова моделі навантаження.** Під час аналізу балансової надійності ЕЕС навантаження задають характеристиками випадкової величини або випадкового процесу. У першому випадку його подають у вигляді гістограми відносних частот (рис. 9.3, а) або у вигляді графіка нагромаджених значень (графіка за тривалістю навантаження, рис. 9.3, б).

Відносна частота  $p_n^*$  — це відсоток навантаження, значення якого потрапили в заданий інтервал. Вона дає змогу визначити ймовірність середнього для  $i$ -го інтервалу дискретного значення навантаження  $P_{ni}$  як

$$p(P_{ni}) = p_{ni}^* / 100. \quad (9.9)$$

За графіком за тривалістю навантаження можна визначити ймовірність перевищення навантаженням його заданого значення

$$p(P_n > P_{ni}) = t_{ni}^* / 100. \quad (9.10)$$

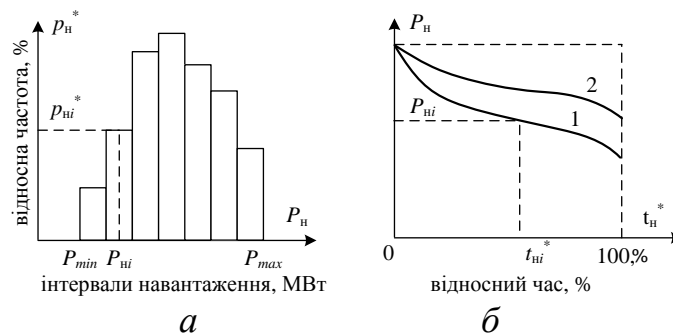


Рис. 9.3. Гістограма відносних частот навантаження (а) та графік його нагромаджених значень (б)

Два наведені графіки взаємозв'язані і перебудовуються з одного в інший. Їх можна будувати за годинними (крива 1) або максимальними добовими значеннями (крива 2). Годинні значення навантажень, зокрема його добові максимуми, можна отримати з добових відомостей диспетчерських центрів, де навантаження фіксують щогодинно. Графіки можна будувати для різних часових періодів – від доби до року.

Представлення навантаження характеристиками випадкового процесу набагато складніше. На рис. 9.4, б зображено найпростішу дворівневу модель навантаження, коли його задають сталим мінімальним значенням  $P_{н0}$  і випадково змінним добовим максимальним значенням  $P_{ни}$  (рис. 9.4, а). Зміни навантаження моделі враховують випадкові зміни добового максимуму в реальних умовах роботи ЕЕС.

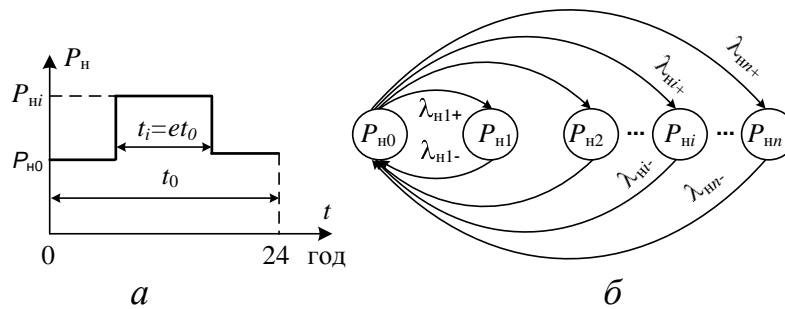


Рис. 9.4. Дворівневий добовий графік навантаження (а) та його модель (б)

Середню тривалість максимального навантаження  $t_i$  визначають експозиційним параметром  $e = t_i / t_0$ , де  $t_0$  – період циклу навантаження (у цьому разі одна доба). Значення  $e$  вибирають за контурами реального графіка, що дає змогу встановити інтенсивності переходів зі стану мінімального навантаження в різні стани максимального навантаження та назад у марковській моделі процесу зміни навантаження

$$\begin{aligned}\lambda_{ни+} &= \alpha_i 1 / (t_0 - t_i) = \alpha_i 1 / ((1 - e)t_0); \\ \lambda_{ни-} &= 1 / t_i = 1 / (et_0),\end{aligned}\tag{9.11}$$

де  $\alpha_i$  – відносні частоти виникання відповідних максимальних навантажень  $P_{ни}$ .

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1.\tag{9.12}$$

Імовірності станів марковської моделі навантаження розраховують за формулою

$$p_{н0} = 1 - e; \quad p_{ни} = \alpha_i e \quad (i \neq 0).\tag{9.13}$$

Зі способами побудови марковської моделі навантаження з урахуванням його добового ступінчастого графіка можна ознайомитися в [10, 37].

**Обчислення ймовірності  $p_n$  непокриття навантаження системи та очікуваної в році кількості днів  $n_n$  непокритого навантаження.** Для розв'язання цієї задачі використовують марковську модель системи генерування потужності (рис. 9.2, б) і характеристики навантаження як випадкової величини (рис. 9.3, а). Для кожного  $s$ -го стану системи генерування, в якому робоча потужність агрегатів дорівнює  $P_{cs}$ , можна за графіком нагромаджених значень (рис. 9.5) визначити частку часу  $t_{ns}^*$ , протягом якого навантаження перевищує робочу потужність.

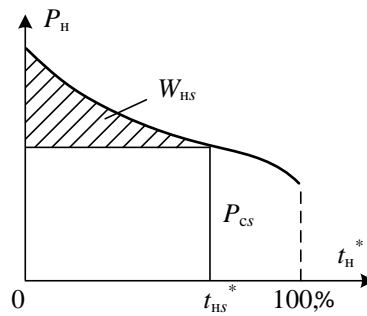


Рис. 9.5. Використання графіка за тривалістю навантаження

Якщо операцію виконати для всіх станів системи генерування, то ймовірність  $p_n$  непокриття навантаження легко обчислити таким способом

$$p_n = \sum_{s \in S} p(P_c = P_{cs}) p(P_n > P_{cs}) = \sum_{s \in S} p_s t_{ns}^* / 100, \quad (9.14)$$

де  $p_s$  — ймовірність  $s$ -го об'єднаного стану системи генерування;  $S$  — загальна сукупність об'єднаних станів.

Якщо для розрахунків використовують гістограму відносних частот навантаження, то

$$p_n = \sum_{i \in I} p(P_{ni}) p(P_c < P_{ni}) = \sum_{i \in I} p_{ni}^* / 100 \sum_{P_{cs} < P_{ni}} p_s, \quad (9.15)$$

де  $I$  — загальна кількість інтервалів гістограми;  $p(P_c < P_{ni})$  — ймовірність того, що робоча потужність системи генерування (рис. 9.2, б) буде меншою від середнього навантаження  $i$ -го інтервалу гістограми, яка дорівнює сумі ймовірностей станів моделі системи генерування, для яких справджується нерівність  $P_{cs} < P_{ni}$ .

Очікувана в році кількість днів непокритого навантаження розраховують як

$$n_n = 365 p_n. \quad (9.16)$$

**Приклад 9.2.** Розрахувати ймовірність  $p_n$  непокриття навантаження та очікувану в році кількість діб  $n_n$  непокритого навантаження в ЕЕС, систему генерування потужності якої описано в прикладі 9.1, а навантаження задане річним графіком нагромаджених значень, зображеним на рис. 9.6.

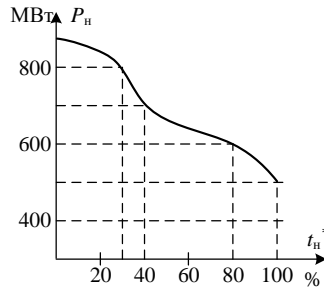


Рис. 9.6. Річний графік нагромаджених значень навантаження

*Розв'язання.* Згідно з формулами (9.14) і (9.16), значеннями ймовірностей об'єднаних станів, розрахованими в прикладі 9.1, і заданим графіком навантаження отримуємо:

$$\begin{aligned}
 p_n &= (p_{800} t_{n800}^* + p_{700} t_{n700}^* + \dots + p_{200} t_{n200}^* + p_0 t_{n0}^*) / 100 = \\
 &= 8,58 \cdot 10^{-2} \cdot 0,3 + 8,58 \cdot 10^{-2} \cdot 0,4 + 2,26 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 + \\
 &+ 9,04 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0 + 2,26 \cdot 10^{-3} \cdot 1,0 + 2,38 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0 + \\
 &+ 2,38 \cdot 10^{-4} \cdot 1,0 + 6,25 \cdot 10^{-6} \cdot 1,0 = 7,365 \cdot 10^{-2}; \\
 n_n &= 365 \cdot p_n = 27 \text{ діб.}
 \end{aligned}$$

**Обчислення усередненого дефіциту потужності  $P_\delta$  та недовідпущеної споживачам електроенергії.** Як і в попередньому випадку, розв'язати задачу можна двома способами.

Якщо використовується модель навантаження у вигляді річного графіка за тривалістю, то для  $s$ -го об'єданого стану системи генерування можна розрахувати недовідпущену електроенергію  $W_{ns}$  (рис. 9.5) та середній дефіцит потужності  $P_{\delta s}$  протягом одного циклу зміни навантаження

$$P_{\delta s} = W_{ns} / T_{\text{ц}} = 1/100 \int_0^{t_{ns}^*} (P_n(t) - P_{cs}) dt_n^*, \quad (9.17)$$

де  $T_{\text{ц}}$  – тривалість циклу зміни навантаження в годинах;  $P_n(t)$  – зміна навантаження за графіком;  $P_{cs}$  – потужність системи генерування в  $s$ -му об'єданому стані.

Розрахувавши  $P_{\delta s}$  для кожного  $s$ -го стану, легко встановити усереднене значення дефіциту та недовідпущену електроенергію за весь цикл зміни навантаження з урахуванням всіх  $S$  станів системи генерування потужності

$$P_\delta = \sum_{s \in S} P_{\delta s} p_s; \quad W_n = P_\delta T_{\text{ц}}. \quad (9.18)$$

Не є складним алгоритм обчислення усередненого дефіциту та недовідпущеної електроенергії й у випадку використання гістограми відносних частот. Тут для  $i$ -го інтервалу гістограми

$$P_{\partial i} = \sum_{s \in S} (P_{ni} - P_{cs}) p_s, \quad (9.19)$$

а для всіх  $I$  інтервалів, тобто за весь цикл зміни навантаження

$$P_{\partial} = \sum_{i \in I} P_{\partial i} p(P_{ni}) = \sum_{i \in I} P_{\partial i} p_{ni}^* / 100; \quad W_n = P_{\partial} T_{\text{ц}}. \quad (9.20)$$

**Приклад 9.3.** Розрахувати середньодобові значення дефіциту потужності та недовідпущеної електроенергії в ЕЕС, систему генерування потужності якої описано в прикладі 9.1, а навантаження задане гістограмою відносних частот, зображеною на рис. 9.7.

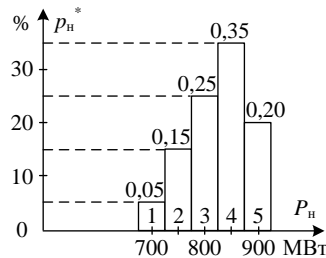


Рис. 9.7. Гістограма відносних частот навантажень

**Розв'язання.** Розрахунок виконують поінтервально згідно з формулою (9.19). Для першого та наступних інтервалів гістограми отримуємо:

$$\begin{aligned} P_{\partial 1} &= (700 - 600) p_{600} + \\ &+ (700 - 500) p_{500} + (700 - 400) p_{400} + \\ &+ (700 - 300) p_{300} + (700 - 200) p_{200} = \\ &= 2,93 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\partial 2} &= 7,92 \text{ МВт}; & P_{\partial 3} &= 12,91 \text{ МВт}; \\ P_{\partial 4} &= 22,21 \text{ МВт}; & P_{\partial 5} &= 31,48 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

Середньодобові показники обчислюють за формулою (9.20).

$$\begin{aligned} P_{\partial} &= 0,05 \cdot P_{\partial 1} + 0,15 \cdot P_{\partial 2} + 0,25 \cdot P_{\partial 3} + \\ &+ 0,35 \cdot P_{\partial 4} + 0,20 \cdot P_{\partial 5} = 18,63 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$W_n = 24 P_{\partial} = 447,12 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Значення усередненого дефіциту потужності та недовідпущеної електроенергії за добу обчислюють з достатньою точністю, оскільки використовується реальний графік зміни навантаження. Для річного циклу графіки будують переважно за добовими максимумами, а це означає, що результати обчислень можуть бути тільки орієнтовними.

Для отримання точних результатів необхідно будувати річний графік за годинними навантаженнями, тобто враховувати всі 8760 значень, або користуватися добовими графіками для різних періодів року та розраховувати середньорічний дефіцит потужності  $P_{\partial}$  та недовідпущену електроенергію  $W_{\text{н}}$  за формулами

$$P_{\partial} = \sum_{r=1}^m P_{\partial r} / m; \quad W_{\text{н}} = 8760 P_{\partial} = \sum_{r=1}^m W_{\text{н}r}, \quad (9.21)$$

де  $m$  – кількість виділених у році періодів;  $P_{\partial r}$ ,  $W_{\text{н}r}$  – усереднений дефіцит потужності та недовідпущена електроенергія в  $r$ -му періоді, розраховані за формулами (9.18) чи (9.20).

Використання добових графіків навантаження для різних періодів року можна вважати загальним підходом до аналізу балансової надійності ЕЕС, оскільки в розрізі року змінюється склад працюючих агрегатів ЕС, тобто для кожного періоду року існує окрема модель системи генерування потужності.

**Обчислення ймовірності стану відмови електроенергосистеми  $p_c$  та середнього параметра потоку відмов  $Z_c$ .** Для обчислення цих показників використовують марковську модель навантаження, яку зводять з моделлю генерувальної частини. Зведення допустиме, оскільки події в обох моделях незалежні.

Зведену модель ЕЕС зображено на рис. 9.8. Переходи між станами по горизонталі такі самі, як і в марковській моделі навантаження (рис. 9.4, б), а переходи між станами по вертикалі аналогічні переходам у моделі генерувальної частини.

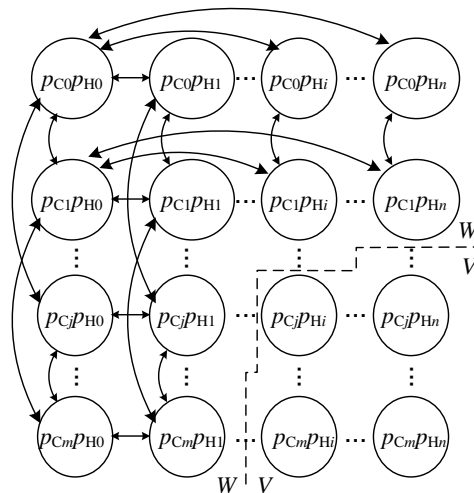


Рис. 9.8. Зведена модель генерувальної частини та навантаження

Кожному стану  $k$  зведеної моделі відповідає деякий запас потужності  $\Delta P = P_c - P_n$ , який за додатного знаку є резервом, а за від'ємного – дефіцитом потужності. Межа між областями резерву та дефіциту є межею між областями нормальної роботи  $W$  та відмови  $V$  системи. За таких умов імовірність відмови системи  $p_c$  можна обчислити за формулою

$$p_c = \sum_{k \in V} p_k = \sum_{i, j \in V} p_{ni} p_{cj}, \quad (9.22)$$

де  $p_k$  – ймовірність  $k$ -го стану зведеної моделі;  $p_{ni}$  – ймовірність  $i$ -го значення максимуму навантаження;  $p_{cj}$  – ймовірність  $j$ -го значення робочої потужності системи.

Формулу для обчислення параметра потоку відмов системи можна отримати на основі (4.43)

$$Z_c = \sum_{k \in V} p_k \cdot \sum_{l \in W} \lambda_{kl}, \quad (9.23)$$

де  $\lambda_{kl}$  – інтенсивність переходу зі стану  $k$  в області  $V$  дефіциту потужності в деякий  $l$ -й стан моделі, розташований за межами області дефіциту, тобто в області  $W$  нормальної роботи системи.

## 9.2. Аналіз балансової надійності неконцентрованих електроенергетичних систем та енергооб'єднань

У неконцентрованих ЕЕС та електроенергетичних об'єднаннях пересилання потужності від ЕС до споживачів може обмежуватися через відмови структурних елементів схем видачі потужності ЕС, внутрішньосистемних міжвузлових зв'язків, а також через відмови та недостатню пропускну здатність міжсистемних електропередач. Дефіцити потужності у цих випадках, які виникають, є штучними, але їх наслідки такі самі, як і наслідки дефіцитів потужності, спричинюваних відмовами генерувальних агрегатів.

### *Особливості аналізу балансової надійності неконцентрованих ЕЕС*

У неконцентрованих електроенергосистемах необхідно враховувати відмови генерувальних агрегатів та елементів системотвірної мережі. Відмови цих двох груп елементів структури ЕЕС незалежні й утворюють єдиний випадковий процес відмов.



Такий факт дає змогу сумісно розглядати елементарні стани генерувальної частини ЕЕС та її системотвірної мережі та на їх основі формувати об'єднані стани ЕЕС. Зрозуміло, що елементарні стани системотвірної мережі подають значеннями використовуваних в ЕЕС потужностей, які менші від наявних потужностей ЕС на величину обмежень, зумовлених зміною структури мережі після відмов її елементів. Отже, для неконцентрованих електроенергосистем замість моделі системи генерування потужності будують модель використовуваних потужностей. Якщо таку модель побудовано, то показники балансової надійності неконцентрованої електроенергосистеми обчислюють так само, як і концентрованої (п. 9.1).

**Приклад 9.4.** На ЕС встановлено два енергоблоки по 300 МВт ( $\lambda=10$  рік<sup>-1</sup>;  $\lambda_B=200$  рік<sup>-1</sup>;  $q=0,05$ ;  $p=0,95$ ), а від її шин відходять дві лінії 330 кВ пропускною здатністю 300 МВт кожна. Вимикання (аварійні та планові) однієї з двох ліній характеризуються такими показниками:  $\lambda_L = 4$  рік<sup>-1</sup>;  $\lambda_{BL} = 600$  рік<sup>-1</sup>;  $q_L = 0,01$ ;  $p_L = 0,99$ .

Побудувати для ЕС модель системи генерування потужності та модель використовуваних потужностей, порівняти їх та оцінити ступінь впливу на показники балансової надійності ЕЕС відмов ліній схеми видачі потужності.

*Розв'язання.* Сукупності елементарних та об'єднаних станів обидвох моделей зображено на рис. 9.9 і 9.10. Елементарні стани з індексами 1 і 2 є станами генерувальних агрегатів, а стани з індексом 3 – сумісні стани системи генерування та схеми видачі потужності, коли вимкнена одна з двох ліній ЕС. У стані 3 обидва енергоблоки працюють, але вимкнення однієї з двох ліній обмежує видачу потужності ЕС до 300 МВт.

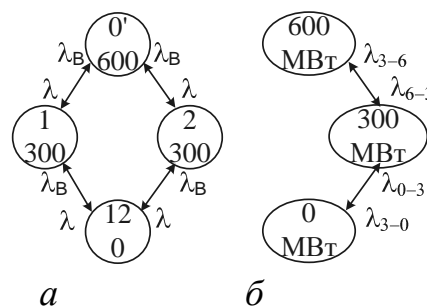


Рис. 9.9. Сукупність елементарних (а) та об'єднаних (б) станів моделі системи генерування потужності

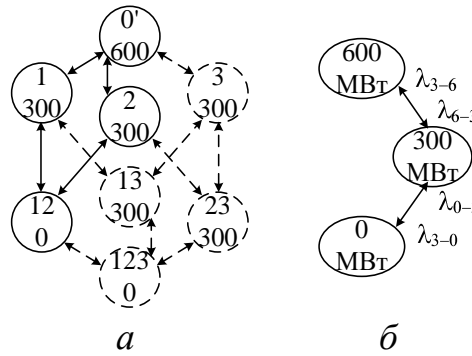


Рис. 9.10. Сукупність елементарних (а) та об'єднаних (б) станів моделі системи використовуваних потужностей

Імовірності елементарних станів системи генерування потужності:

$$p_{0'} = p^2 = 0,9025; \quad p_1 = p_2 = pq = 0,0475; \quad p_{12} = q^2 = 0,0025.$$

Імовірності об'єднаних станів системи генерування потужності:

$$p_{600} = p_{0'} = 0,9025; \quad p_{300} = p_1 + p_2 = 0,095; \quad p_0 = p_{12} = 0,0025.$$

Імовірності елементарних станів моделі використовуваних потужностей:

$$\begin{aligned} p_{0'} = p^2 p_{\text{л}} &= 0,893475; & p_1 = p_2 = pq p_{\text{л}} &= 0,047025; \\ p_3 = p^2 q_{\text{л}} &= 0,009025; & p_{12} = q^2 p_{\text{л}} &= 0,002475; \\ p_{13} = p_{23} = pq q_{\text{л}} &= 0,000475; & p_{123} = q^2 q_{\text{л}} &= 0,000025. \end{aligned}$$

Імовірності об'єднаних станів моделі використовуваних потужностей:

$$\begin{aligned} p_{600} = p_{0'} &= 0,893475; & p_{300} = p_1 + p_2 + p_3 + p_{13} + p_{23} &= 0,104025; \\ p_0 = p_{12} + p_{123} &= 0,0025. \end{aligned}$$

Порівнюючи ймовірності об'єднаних станів обох моделей можна дійти таких висновків:

1. Стан з необмеженою потужністю (600 МВт) у другій моделі має меншу ймовірність, а стан з обмеженою потужністю (300 МВт) – більшу ймовірність. Це ознака того, що відмови ЛЕП схеми видачі потужності знижують балансову надійність ЕЕС.

2. Незважаючи на свідомо погіршені показники надійності ЛЕП та умови видачі потужності від ЕС, імовірності об'єднаних станів обох моделей відрізняються мало. Це свідчить про незначний вплив схем видачі потужності на балансову надійність ЕЕС.

3. Аналогічним до розглянутого способом враховують відмови міжвузлових зв'язків електроенергосистеми. Потрібно тільки попередньо з'ясувати, потужність яких ЕС електроенергосистеми і наскільки обмежує вимикання зв'язку.

Продовжити побудову й аналіз моделей читач може самостійно.

**Наближене визначення показників балансової надійності електроенергетичної системи в енергооб'єднанні.** У разі роботи ЕЕС в електроенергетичних об'єднаннях показники їх балансової надійності поліпшуються за рахунок взаємодопомоги потужністю. Коли виникає дефіцит потужності в одній з ЕЕС, то суміжні ЕЕС частково чи повністю покривають його, використовуючи для цього власні резерви.

Встановимо спочатку усереднене за розрахунковий період значення резерву (надлишку) потужності  $P_{pj}$  деякої  $j$ -ї ЕЕС електроенергооб'єднання, суміжної з досліджуваною.

Якщо навантаження  $j$ -ї ЕЕС задане графіком за тривалістю, то величину  $P_{pj}$  розраховують за формулами, отриманими подібно до формул (9.17) і (9.18), тобто

$$P_{pjs} = 1/100 \int_{t_{njs}^*}^{100} (P_{cjs} - P_{njs}(t)) dt_{njs}^*; \quad P_{pj} = \sum_{s_j \in S_j} P_{pjs} p_s. \quad (9.24)$$

Якщо ж навантаження  $j$ -ї ЕЕС задане гістограмою відносних частот, то для обчислення величини її резерву можна скористатися формулами, подібними до (9.19) і (9.20)

$$P_{pji} = \sum_{s_j \in S_j} (P_{cjs} - P_{nji}) p_{js}; \quad P_{pj} = \sum_{i_j \in I_j} P_{pji} p_{nji}^* / 100. \quad (9.25)$$

Нехай досліджувана ЕЕС, для якої встановлюють показники надійності, безпосередньо зв'язана з  $J$  іншими ЕЕС об'єднання. Тоді в разі необмеженої пропускної здатності міжсистемних зв'язків величина допомоги потужністю від усіх  $J$  електроенергетичних систем становитиме

$$P_p = \sum_{j \in J} P_{pj}. \quad (9.26)$$

Якщо ж пропускна здатність зв'язків обмежує потоки взаємодопомоги, то

$$P_p = \sum_{j \in J} P'_{pj} = \sum_{j \in J} (P_{npj} - P_{bj}), \quad (9.27)$$

де  $P_{npj}$ ,  $P_{bj}$  – пропускна здатність зв'язку та величина балансового перетоку між  $j$ -ю та досліджуваною ЕЕС.

Імовірність  $p_n$  непокриття навантаження досліджуваної ЕЕС, якщо воно задане графіком за тривалістю, можна розраховувати за формулою

$$p_n = \sum_{s \in S} p(P_c = P_{cs}) p(P_n > P_{cs} + P_p) = \sum_{s \in S} p_s t_{nsp}^* / 100. \quad (9.28)$$

Проілюстроване на рис. 9.11 зменшення відносного часу  $t_{\text{нсп}}^*$  свідчить про зменшення ймовірності  $p_{\text{н}}$  непокриття навантаження в ЕЕС, що працює в енергооб'єднанні, порівняно з ізольовано працюючою ЕЕС.

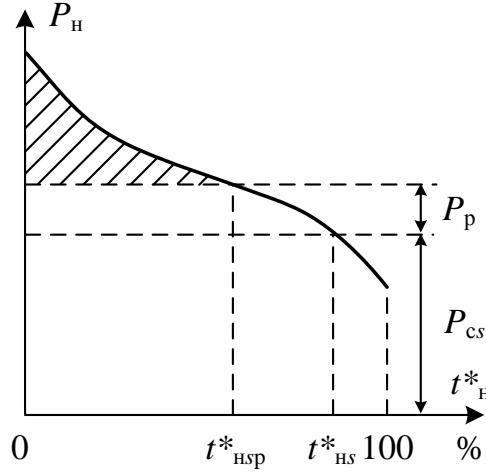


Рис. 9.11. Визначення відносного часу непокриття навантаження

Ймовірність  $p_{\text{н}}$  непокриття навантаження електроенергосистеми, якщо воно задане гістограмою відносних частот, розраховують за формулою

$$p_{\text{н}} = \sum_{i \in I} p(P_{\text{нi}}) p(P_{\text{cs}} + P_p < P_{\text{нi}}) = \sum_{i \in I} p_{\text{нi}}^* / 100 \sum_{P_{\text{cs}} < P_{\text{нi}} - P_p} p_s. \quad (9.29)$$

Тут величина  $p_{\text{н}}$  зменшується порівняно з цією самою величиною для ізольовано працюючої ЕЕС за рахунок зменшення ймовірностей  $p_s$ .

Усереднений дефіцит потужності  $P_{\partial}$  та недовідпущену споживачам електроенергію  $W_{\text{н}}$  для об'єднання ЕЕС також обчислюють за алгоритмами, близькими до (9.17)–(9.18) і (9.19)–(9.20):

навантаження задане графіком за тривалістю –

$$P_{\partial s} = \int_0^{t_{\text{нсп}}^*} (P_{\text{н}}(t) - P_{\text{cs}} - P_p) dt^*; \quad (9.30)$$

$$P_{\partial} = \sum_{s \in S} P_{\partial s} p_s; \quad W_{\text{н}} = P_{\partial} T_{\text{ц}}; \quad (9.31)$$

навантаження задане гістограмою відносних частот –

$$P_{\partial i} = \sum_{s \in S} (P_{\text{нi}} - P_{\text{cs}} - P_p) p_s; \quad (9.32)$$

$$P_{\partial} = \sum_{i \in I} P_{\partial i} p(P_{\text{нi}}) = \sum_{i \in I} P_{\partial i} p_{\text{нi}}^* / 100; \quad W_{\text{н}} = P_{\partial} T_{\text{ц}}. \quad (9.33)$$

**Загальна методика визначення показників балансової надійності енергооб'єднань.** Розглянемо дві взаємозв'язані електроенергетичними системи  $A$  і  $B$  з незалежними навантаженнями. Кожна з ЕЕС має свою модель генерувальної частини та навантаження, як показано на рис. 9.8.

Подібно, як із сукупності елементарних станів системи генерування створювалася діаграма об'єднаних станів однакової потужності (рис. 9.2, модель системи генерування), зі зведеної моделі генерувальної частини та навантаження можна отримати діаграму станів з однаковими запасами  $\Delta P$  (резервами  $\Delta P > 0$  та дефіцитами  $\Delta P < 0$ ). Такі діаграми для систем  $A$  і  $B$  зображено зліва і згори на рис. 9.12,  $a$ ,  $б$ . Стани з однаковими запасами для систем  $A$  і  $B$  дають змогу сформувати діаграму об'єднаних станів енергооб'єднання, зображену в центральній частині рис. 9.12,  $a$ ,  $б$ .

Діаграму об'єднаних станів використовують для визначення показників надійності енергооб'єднання загалом та ЕЕС, що його утворюють, зокрема: ймовірностей відмови, ймовірностей непокриття навантаження, середнього за розрахунковий період дефіциту потужності, недовідпущеної електроенергії.

Основним розрахунковим елементом, використовуваним для визначення показників надійності, слугує значення ймовірності  $p_{\mu\nu}$  одиничного об'єданого стану  $\mu\nu$  (рис. 9.12,  $a$ )

$$P_{\mu\nu} = P_{A\mu} \cdot P_{B\nu}, \quad (9.34)$$

де  $P_{A\mu}$ ,  $P_{B\nu}$  – ймовірності станів системи  $A$  з запасом  $\Delta P_{A\mu}$  та системи  $B$  з запасом  $\Delta P_{B\nu}$ .

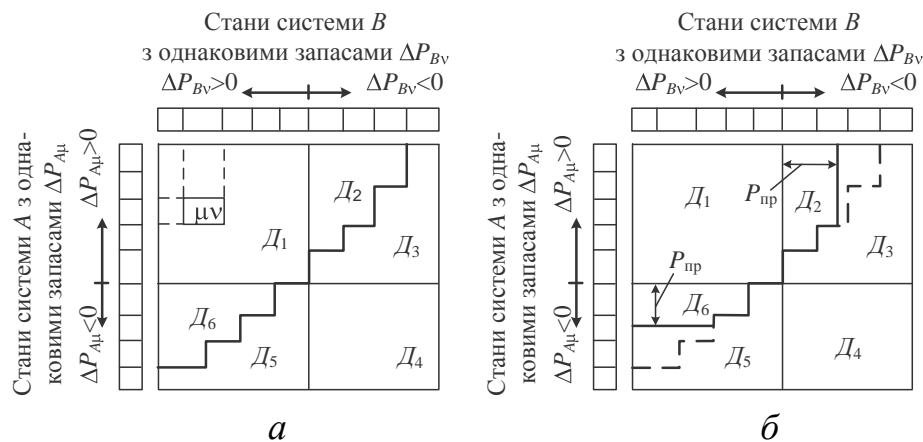


Рис. 9.12. Діаграма об'єднаних станів систем  $A$  і  $B$  для необмеженої ( $a$ ) та обмеженої ( $б$ ) пропускної здатності міжсистемного зв'язку

Значення ймовірностей  $p_{A\mu}$  і  $p_{B\nu}$  можна розрахувати, використавши зведені моделі генерувальної частини та навантаження електроенергосистем  $A$  і  $B$ . Для цього, згідно з рис. 9.12, необхідно просумувати добутки ймовірностей  $p_{cj}$  та  $p_{ni}$  станів з однаковими запасами  $\Delta P$ , тобто

$$p_{A\mu} = \sum_{i,j \in \Delta P_{A\mu}} p_{cAj} p_{nAi}; \quad p_{B\nu} = \sum_{i,j \in \Delta P_{B\nu}} p_{cBj} p_{nBi}. \quad (9.35)$$

Кожен об'єднаний стан  $\mu\nu$  характеризується не тільки ймовірністю  $p_{\mu\nu}$ , але й значенням запасу потужності  $\Delta P_{\mu\nu}$ . Якщо пропускна здатність зв'язку не обмежена, то значення запасу  $\Delta P_{\mu\nu}$  дорівнює сумі запасів  $\Delta P_{A\mu}$  та  $\Delta P_{B\nu}$  з урахуванням їх знаків

$$\Delta P_{\mu\nu} = \Delta P_{A\mu} + \Delta P_{B\nu}. \quad (9.36)$$

Враховуючи знаки та модулі запасів  $\Delta P_{A\mu}$  і  $\Delta P_{B\nu}$ , весь простір об'єднаних станів можна розділити на дві частини: додатних  $\Delta P_{\mu\nu} > 0$  та від'ємних  $\Delta P_{\mu\nu} < 0$  об'єднаних запасів. Межа між цими частинами, що зображена на рис. 7.12, а ламаною лінією, проходить через точку рівноваги:  $\Delta P_{A\mu} = 0$ ;  $\Delta P_{B\nu} = 0$ .

Межею розподілу та прямими  $\Delta P_{A\mu} = 0$  і  $\Delta P_{B\nu} = 0$  весь простір об'єднаних станів поділився на 6 областей:  $D_1$ ;  $D_2$ ;  $D_3$ ;  $D_4$ ;  $D_5$ ;  $D_6$ . Підсумовуючи за цими областями значення ймовірностей  $p_{\mu\nu}$ , можна розрахувати такі показники надійності кожної з ЕЕС зокрема та енергооб'єднання загалом:

- ймовірність відмови системи  $A$  та ймовірність відмови системи  $B$  за їх ізольованої роботи

$$p_{cA} = \sum_{D_4 D_5 D_6} p_{\mu\nu}, \quad p_{cB} = \sum_{D_2 D_3 D_4} p_{\mu\nu}; \quad (9.37)$$

- ймовірність відмови системи  $A$  та ймовірність відмови системи  $B$ , якщо вони об'єднані міжсистемним зв'язком необмеженої пропускної здатності

$$p_{cA} = \sum_{D_4 D_5} p_{\mu\nu}, \quad p_{cB} = \sum_{D_3 D_4} p_{\mu\nu}; \quad (9.38)$$

- ймовірність відмови системи  $A$  за успішної роботи системи  $B$  та ймовірність відмови системи  $B$  за успішної роботи системи  $A$ , якщо вони працюють ізольовано

$$p_{cA} = \sum_{D_5 D_6} p_{\mu\nu}, \quad p_{cB} = \sum_{D_2 D_3} p_{\mu\nu}; \quad (9.39)$$

- імовірність відмови системи  $A$  за успішної роботи системи  $B$  та ймовірність відмови системи  $B$  за успішної роботи системи  $A$ , якщо вони об'єднані міжсистемним зв'язком необмеженої пропускної здатності

$$P_{сА} = \sum_{D_5} P_{\mu\nu}, \quad P_{сВ} = \sum_{D_3} P_{\mu\nu}; \quad (9.40)$$

- імовірність відмови електроенергооб'єднання за необмеженої пропускної здатності зв'язку

$$P_{сAB} = \sum_{D_3 D_4 D_5} P_{\mu\nu}. \quad (9.41)$$

Нехай пропускна здатність міжсистемного зв'язку обмежена величиною  $P_{пр}$ . У цьому разі дефіцит потужності, що виник, наприклад, у системі  $A$ , повністю покривається резервом системи  $B$ , якщо цей резерв більший від дефіциту та менший від пропускної здатності зв'язку. Допомога  $P_B$  системи  $B$  системі  $A$ , становитиме

$$P_B = \begin{cases} P_{пр}, & \text{якщо } \Delta P_{BV} > P_{пр}; \\ \Delta P_{BV}, & \text{якщо } 0 \leq \Delta P_{BV} \leq P_{пр}; \\ 0, & \text{якщо } \Delta P_{BV} \leq 0. \end{cases} \quad (9.42)$$

Співвідношення (9.42) разом з аналогічними співвідношеннями для  $P_A$  змінюють розташування ламаної кривої, яка поділяє весь простір об'єднаних станів, на додатні та від'ємні запаси (рис. 9.12, б). Відповідно до цього зменшуються області  $D_2$  і  $D_6$ , а збільшуються  $D_3$  і  $D_5$ . Усі наведені вище вирази для обчислення значень імовірностей  $p_A, p_B, p_{AB}$  залишаються без зміни, а змінюються тільки результати обчислень за рахунок зміни відповідних областей.

**Приклад 9.5.** Дві електроенергосистеми  $A$  і  $B$  утворюють енергооб'єднання з міжсистемним зв'язком необмеженої пропускної здатності.

В електроенергетичній системі  $A$  працюють 4 енергоблоки потужністю 200 МВт кожний ( $q = 0,05$ ;  $p = 0,95$ ). Навантаження споживачів ЕЕС задано дворівневим добовим графіком зі сталим мінімальним значенням потужності  $P_{н0} = 400$  МВт та випадково змінним максимальним значенням з відносною тривалістю  $e = 0,6$ . Дискретну випадкову величину максимуму задано двома значеннями потужності  $P_{н1} = 600$  МВт і  $P_{н2} = 800$  МВт та відносними частотами їх виникнення  $\alpha_1 = 0,8$  і  $\alpha_2 = 0,2$ .

В електроенергетичній системі  $B$  працюють агрегати, описані в прикладі 9.1. Модель генерувальної частини електроенергетичної системи  $B$  зображено на рис. 9.2, б. Навантаження споживачів задане мінімальним значенням  $P_{H0} = 600$  МВт та лише одним максимальним значенням  $P_{H1} = 800$  МВт. Імовірності станів мінімуму та максимуму навантажень однакові  $p_{H0} = p_{H1} = 0,5$ .

Розрахувати ймовірність відмови електроенергетичної системи  $A$  під час її ізолюваної роботи та в складі енергооб'єднання.

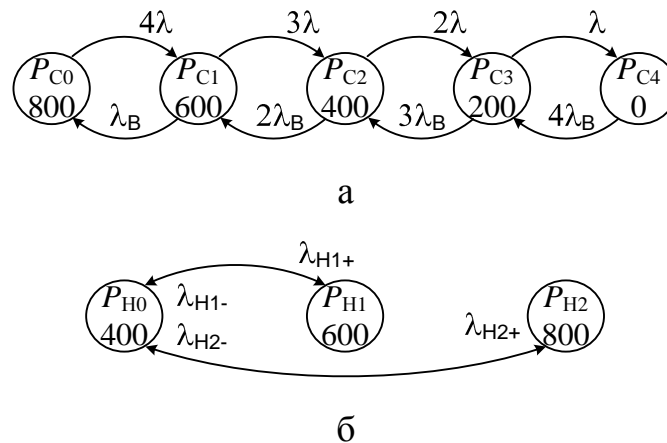


Рис. 9.13. Модель системи генерування (а) та навантаження (б) електроенергетичної системи А

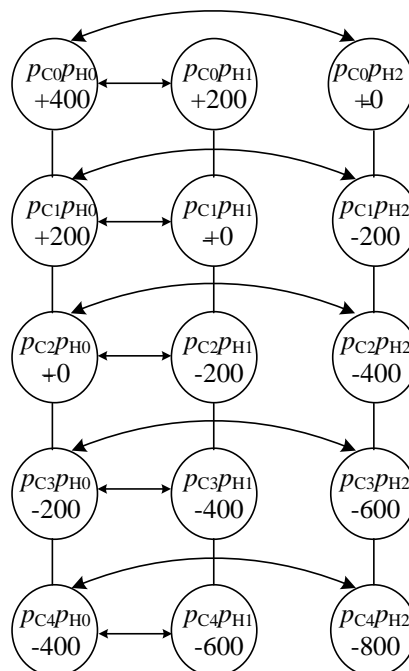


Рис. 9.14. Зведена модель генерувальної частини та навантаження електроенергетичної системи А



**Розв'язання.** Модель генерувальної частини електроенергетичної системи *A* зображено на рис. 9.13, *а*. Кругами позначено ймовірність стану та значення наявної потужності енергосистеми. Імовірності станів моделі розраховують за формулою (9.2)

$$\begin{aligned} p_{c0} &= C_4^0 q^0 p^4 = 0,8145; & p_{c1} &= C_4^1 q^1 p^3 = 0,1715; \\ p_{c2} &= C_4^2 q^2 p^2 = 0,0135; & p_{c3} &= C_4^3 q^3 p^1 = 0,0005; \\ p_{c4} &= C_4^4 q^4 p^0 = 0. \end{aligned}$$

Модель навантаження електроенергетичної системи *A* зображено на рис. 9.13, *б*. Імовірності станів навантаження визначають за формулами (9.13)

$$p_{n0} = 1 - e = 0,4; \quad p_{n1} = \alpha_1 e = 0,48; \quad p_{n2} = \alpha_2 e = 0,12.$$

На рис. 9.14 за аналогією з рис. 9.8 зображено зведену модель генерувальної частини та навантаження електроенергетичної системи *A*. У кругах записано ймовірності станів генерувальної частини  $p_c$  і навантаження  $p_n$ , а також запаси потужності  $\Delta P$  як різниця між потужностями генерування та споживання.

За показниками зведеної моделі розраховано ймовірності  $p_A$  станів з однаковими запасами потужності електроенергетичної системи *A*

$$\begin{aligned} p_{A1} &= p_{c0} p_{n0} = 0,3258; & p_{A2} &= p_{c1} p_{n0} + p_{c0} p_{n1} = 0,4596; \\ p_{A3} &= p_{c2} p_{n0} + p_{c1} p_{n1} + p_{c0} p_{n2} = 0,1855; \\ p_{A4} &= p_{c3} p_{n0} + p_{c2} p_{n1} + p_{c1} p_{n2} = 0,0273; \\ p_{A5} &= p_{c4} p_{n0} + p_{c3} p_{n1} + p_{c2} p_{n2} = 0,0019; \\ p_{A6} &= p_{c4} p_{n1} + p_{c3} p_{n2} = 0,0001; & p_{A7} &= p_{c4} p_{n2} = 0. \end{aligned}$$

Результати розрахунків зведено в табл. 9.1, де вказано також дискретний ряд запасів електроенергосистеми *A*.

Таблиця 9.1

**Стани з однаковими запасами електроенергетичної системи *A* та їх імовірності**

$\mu$	1	2	3	4	5	6
$\Delta P_{A\mu}$	+400	+200	$\pm 0$	-200	-400	-600
$p_{A\mu}$	0,3258	0,4596	0,1855	0,0273	0,0019	0,0001

Аналогічні розрахунки виконано для електроенергосистеми *B*, результати яких зведено в табл. 9.2.

Таблиця 9.2

**Стани з однаковими запасами електроенергетичної системи *B* та їх імовірності**

$v$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\Delta P_{Bv}$	+400	+200	+100	$\pm 0$	-100	-200	-300	-400	-500	-600
$p_{Bv}$	0,407	0,4501	0,0429	0,0441	0,0474	0,0023	0,0046	0,0013	0,0001	0,0001

За даними табл. 9.1 і 9.2 згідно з рис. 9.12, а сформовано діаграму об'єднаних станів електроенергосистем  $A$  і  $B$  (рис. 9.15). У центральній частині діаграми зона  $D_1$  не заповнена, оскільки це зона нормальної роботи обох ЕЕС з додатними запасами. Стани цієї зони не впливають на показники надійності.

			v									
			ΔP <sub>Bv</sub>									
			P <sub>Bv</sub>									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			+400	+200	+100	±0	-100	-200	-300	-400	-500	-600
			0,4072	0,4501	0,0429	0,0441	0,0474	0,0023	0,0046	0,0013	0,0001	0,0001
μ	ΔP <sub>Aμ</sub>	P <sub>Aμ</sub>										
1	+400	0,3258					15,443	0,7493	1,4987	0,4235	0,0326	0,0326
							+300	+200	+100	±0	-100	-200
2	+200	0,4596					21,785	1,0571	2,1142	0,5975	0,0457	0,0457
							+100	±0	-100	-200	-300	-400
3	±0	0,1856					8,7927	0,4266	0,8533	0,2411	0,0185	0,0185
							-100	-200	-300	-400	-500	-600
4	-200	0,0273	11,117	12,288	1,1712	1,2039	1,2940	0,0628	0,1256	0,0355	0,0027	0,0027
			+200	±0	-100	-200	-300	-400	-500	-600	-700	-800
5	-400	0,0019	0,7737	0,8552	0,0815	0,0838	0,0901	0,0044	0,0087	0,0025	0,0002	0,0002
			±0	-200	-300	-400	-500	-600	-700	-800	-900	-1000
6	-600	0,0001	0,0407	0,0450	0,0043	0,0044	0,0047	0,0002	0,0005	0,0001	0	0
			-200	-400	-500	-600	-700	-800	-900	-1000	-1100	-1200

Рис. 9.15. Діаграма об'єднаних станів електроенергетичних систем  $A$  і  $B$  (імовірності збільшено в 1000 разів)

Для визначення ймовірності відмови системи  $A$  під час її ізолюваної роботи слід додати ймовірності всіх об'єднаних станів зон  $D_4$ ,  $D_5$ ,  $D_6$ , які відповідають від'ємним запасам електроенергетичної системи  $A$  незалежно від знаку запасів енергооб'єднання (три нижні рядки діаграми об'єднаних станів)

$$P_{сA(ізол)} = \sum_{D_4 D_5 D_6} P_{\mu\nu} = P_{A4} \sum_{\nu=1}^{10} P_{B\nu} + P_{A5} \sum_{\nu=1}^{10} P_{B\nu} + P_{A6} \sum_{\nu=1}^{10} P_{B\nu} = P_{A4} + P_{A5} + P_{A6} = 0,0293.$$

Для визначення ймовірності відмови системи  $A$  під час її роботи в енергооб'єднанні слід додати ймовірності всіх об'єднаних станів зон  $D_4$  і  $D_5$ , які відповідають від'ємним запасам електроенергетичної системи  $A$  та енергооб'єднання загалом

$$\begin{aligned} P_{сA(об'єдн)} &= \sum_{D_4 D_5} P_{\mu\nu} = P_{A4} \sum_{\nu=3}^{10} P_{B\nu} + P_{A5} \sum_{\nu=2}^{10} P_{B\nu} + P_{A6} \sum_{\nu=1}^{10} P_{B\nu} = \\ &= P_{сA(ізол)} - P_{A4} P_{B1} - P_{A4} P_{B2} - P_{A5} P_{B1} = 0,0051. \end{aligned}$$

Отже, об'єднання ЕЕС міжсистемним зв'язком необмеженої пропускної здатності різко поліпшує їх балансову надійність.

Розглянута методика дає змогу визначити й інші показники надійності роботи ЕЕС та енергооб'єднань. За значенням імовірності  $p_c$  відмови системи можна оцінити, наприклад, значення ймовірності  $p_n$  непокриття навантаження. Імовірність стану відмови системи  $p_c$  – це відносний час, протягом якого система перебуває у стані відмови, тобто не здатна покривати навантаження. Фактично  $p_c$  і  $p_n$  – це одна і та сама величина, але оскільки для їх розрахунку використовують різні форми представлення навантажень, то числові значення виходять різними. Величину  $p_n$  розраховують за умови, що в разі непокриття навантаження протягом будь-якого відрізка часу в межах доби вся доба автоматично зараховується до проміжків часу, в яких навантаження непокрите. Тому для  $e=1$  розрахункові значення ймовірностей  $p_c$  і  $p_n$  збігаються, а в загальному випадку

$$p_n = p_c / e. \quad (9.43)$$

Наближено можна визначити також усереднений за розрахунковий період  $T_{ц}$  дефіцит потужності в ЕЕС чи в енергооб'єднанні та недовідпущену споживачам електроенергію. Ці показники надійності обчислюють за відомими для кожного об'єданого стану  $\mu\nu$  значеннями ймовірності  $p_{\mu\nu}$  та дефіциту  $p_{\partial\mu\nu}$ . За період роботи  $T_{ц}$ , для якого створювалися моделі генерувальної частини та навантаження

$$P_{\partial A} = \sum_{\mu\nu \in D_{\partial A}} P_{\partial A\mu\nu} p_{\mu\nu}; \quad P_{\partial B} = \sum_{\mu\nu \in D_{\partial B}} P_{\partial B\mu\nu} p_{\mu\nu}; \quad P_{\partial} = \sum_{\mu\nu \in D_{\partial}} P_{\partial\mu\nu} p_{\mu\nu}; \quad (9.44)$$

$$W_{нА} = P_{\partial A} T_{ц}; \quad W_{нВ} = P_{\partial B} T_{ц}; \quad W_{н} = P_{\partial} T_{ц}, \quad (9.45)$$

де  $D_{\partial A}, D_{\partial B}, D_{\partial}$  – області простору об'єднаних станів, у яких існує дефіцит потужності для системи  $A$ , для системи  $B$ , для енергооб'єднання відповідно.

Розглянута загальна методика аналізу балансової надійності об'єднань електроенергосистем універсальна. Її легко можна поширити на більш ніж дві взаємозв'язані електроенергосистеми. Вона дає також змогу враховувати корельованість навантажень електроенергосистем об'єднання, зумовлену синхронністю зміни її поточних значень. З цими та іншими можливостями загальної методики детально можна ознайомитися в монографіях [10, 37].

### 9.3 Принципи аналізу режимної надійності енергооб'єднань

Найпоширенішим видом порушень режиму в енергооб'єднанні є втрата стійкості паралельної роботи його частин. Тому режимну надійність енергооб'єднання аналізують як його стійкоздатність. Показники режимної надійності енергооб'єднання можна встановити, досліджуючи роботу міжсистемних зв'язків.

Через міжсистемний зв'язок з однієї ЕЕС (надлишкової) до іншої ЕЕС (дефіцитної) пересилають потужність, яку називають міжсистемним перетоком. У кожній з двох з'єднаних ЕЕС міжсистемний перетік  $P_{\text{MC}}$  збалансовує потужності генерування та споживання. Тобто,

$$P_{\text{EC1}}(t) - P_{\text{H1}}(t) = P_{\text{MC}}(t) = -(P_{\text{EC2}}(t) - P_{\text{H2}}(t)). \quad (9.46)$$

Якщо потужності генерування та споживання у з'єднаних ЕЕС змінюються за встановленими законами (диспетчерськими графіками), то потужність міжсистемного перетоку також змінюється за певним законом. Такі зміни називають регулярними. На рис. 9.16 проілюстровано формування змінного за величиною та напрямом регулярного перетоку потужності між ЕЕС<sub>1</sub> та ЕЕС<sub>2</sub>, як різниці ординат добового диспетчерського графіка навантаження станцій  $P_{\text{EC1}}$  та графіка сумарного навантаження споживачів  $P_{\text{H1}}$  системи ЕЕС<sub>1</sub>.

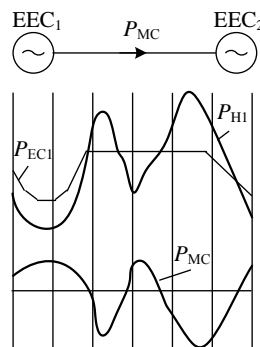


Рис. 9.16. Формування міжсистемного перетоку

Якщо в одній або обидвох сполучених зв'язком ЕЕС виникають випадкові відхилення від графіків споживання чи генерування потужності, то на регулярні зміни міжсистемного перетоку накладаються так звані нерегулярні зміни, тобто зміни, зумовлені балансовими відхиленнями в системах. Вони набувають форми коливань, які з дуже грубим наближенням можна вважати періодичними.

Нерегулярні коливання міжсистемних перетоків здебільшого зумовлені випадковими позаплановими змінами навантаження у з'єднаних ЕЕС. Особливості часових непрогнозованих змін навантаження достатньо повно характеризують дані табл. 9.3. Як і зміни навантаження, нерегулярні коливання міжсистемних перетоків класифікують за темпом та інтенсивністю. Розрізняють секундні (середній період – декілька секунд), хвилинні (середній період від 1 до 10 хвилин), годинні та добові коливання. Амплітуди нерегулярних коливань зростають зі збільшенням їх періоду.

Таблиця 9.3

**Непрогнозовані часові зміни навантаження енергосистем**

Показники зміни навантаження	Періодичність зміни навантаження		
	годинні	хвилинні	секундні
Період зміни навантаження, секунд	900	180	2
Кількість змін навантаження за годину	2	10	1500
Амплітуда* змін навантаження, %			
середня	4,5	3,5	0,5
максимальна	35	9,0	2,0
Швидкість* зміни навантаження, %/хв			
середня	0,4	0,6	10
максимальна	2,0	3,0	50

\*Амплітуда і швидкість зміни навантаження даються у відсотках його максимуму.

Нерегулярні коливання перетоків є основною причиною порушень стійкості роботи міжсистемних зв'язків. Стійкість порушується кожного разу, коли сумарна потужність  $P_{mc}$  регулярного перетоку й амплітуда нерегулярних коливань досягають границі статичної стійкості зв'язку  $P_{rp}$ , яка визначається амплітудою кутової характеристики потужності сукупності ліній міжсистемного зв'язку.

Нерегулярні коливання міжсистемних перетоків особливо гостро впливають на режими слабких міжсистемних зв'язків. Слабким називають зв'язок, пропускна здатність якого не перевищує 10 % потужності меншої зі з'єднаних ЕЕС. Якщо в потужнішій системі виникає випадковий небаланс потужності хоча б у декілька відсотків, то у слабкому міжсистемному зв'язку це може спричинити зростання перетоку в 2 і більше разів порівняно з регулярним. З цієї причини слабкі міжсистемні зв'язки часто перевантажуються та порушують стійкість паралельної роботи частин ЕЕС.

Показники режимної надійності окремого міжсистемного зв'язку, що з'єднує дві ЕЕС, встановлюють переважно аналітичним способом, враховуючи такі припущення:

- процес зміни в часі потужності  $P_{мс}$  стаціонарний гауссівський зі середнім значенням  $\bar{P}_{мс}$  (рис. 9.17);
- коливання потужності  $P_{мс}$  підпорядковуються нормальному закону розподілу з дисперсією  $\sigma_{мс}^2$ .

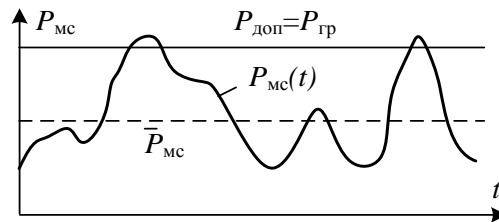


Рис. 9.17. Одна з реалізацій випадкового процесу зміни міжсистемного перетоку

Прийняті припущення не суперечать експериментальним даним і дають змогу встановити середню за одиницю часу кількість виходів  $h$  потужності зв'язку  $P_{мс}$  за допустимий рівень  $P_{доп} = P_{гр}$

$$h = n_0 \exp(-(P_{гр} - \bar{P}_{мс})^2 / (2\sigma_{мс}^2)), \quad (9.47)$$

де  $n_0$  — середня за одиницю часу кількість переходів реалізаціями  $P_{мс}$   $t$  обраного рівня  $\bar{P}_{мс}$ .

Значення  $n_0$  встановлюють за даними вимірювань шляхом обробки стрічок реєструвальних ватметрів. Значення  $\sigma_{мс}$  обчислюють за виразом

$$\sigma_{мс}^2 = (\sigma_{н1}^2 + \sigma_{н2}^2 (P_{н1} / P_{н2})^2 - 2r_{12} \sigma_{н1} \sigma_{н2} P_{н1} / P_{н2}) / (1 - P_{н1} / P_{н2})^2, \quad (9.48)$$

де  $\sigma_{н1}, \sigma_{н2}$  — середньоквадратичні відхилення навантажень об'єднуваних ЕЕС;  $P_{н1}, P_{н2}$  — середні значення навантажень об'єднуваних ЕЕС;  $r_{12}$  — коефіцієнт кореляції навантажень об'єднуваних ЕЕС.

Коефіцієнт кореляції  $r_{12}$  встановлюють за даними вимірювань. Його значення знаходиться в межах  $\pm 0,5$ . Величини  $\sigma_{н1}, \sigma_{н2}$  розраховують за формулою

$$\sigma_{нк} = A_k \sqrt{P_{нк}} = (0,3 \dots 0,5) \sqrt{P_{нк}}, \quad k = 1, 2. \quad (9.49)$$

Гіпотеза стаціонарного пуассонівського процесу зміни  $P_{мс}$  дає змогу встановити аналітичні вирази двох важливих показників надійності роботи міжсистемних зв'язків: імовірності  $p$  відсутності протягом заданого періоду  $T_{п}$  викидів потужності  $P_{мс}$  за рівень  $P_{доп} = P_{гр}$ ; середній інтервал  $T$  між такими викидами

$$p = \exp(-hT_{п}); \quad (9.50)$$

$$T = 1/n_0 \exp((P_{гр} - \bar{P}_{мс})^2 / (2\sigma_{мс}^2)) \Phi((P_{гр} - \bar{P}_{мс}) / \sigma_{мс}), \quad (9.51)$$

де  $\Phi((P_{гр} - \bar{P}_{мс}) / \sigma_{мс})$  – функція Лапласа від аргумента  $(P_{гр} - \bar{P}_{мс}) / \sigma_{мс}$ .

Показники надійності  $p$ ,  $T$  залежать від прийнятих значень  $P_{н1}, P_{н2}$ . Для наближених розрахунків величині  $\bar{P}_{мс}$  можна надавати значення середньорічного максимуму міжсистемного перетоку, а величинам  $P_{н1}, P_{н2}$  – значення середньорічних максимумів навантажень об'єднаних ЕЕС. Уточнені обчислення вимагають розбиття річного графіка місячних максимумів міжсистемного зв'язку та графіків навантажень енергосистем на розрахункові періоди, як на рис. 6.14, і виконання окремих розрахунків для кожного періоду року. Результуючі показники надійності обчислюють за формулами

$$p = 1/12 \sum_{r=1}^3 p_r t_r; \quad T = 1/12 \sum_{r=1}^3 T_r t_r, \quad (9.52)$$

де  $p_r, T_r$  – показники надійності, отримані для  $r$ -го періоду року;  $t_r$  – тривалість  $r$ -го розрахункового періоду року, місяців.

Міжсистемні зв'язки об'єднують кілька ЕЕС в об'єднаній електроенергосистемі (ОЕС) або кілька ОЕС в Єдиній електроенергетичній системі (ЄЕС). За допомогою міжсистемних зв'язків структура електроенергетичного об'єднання може формуватися як розгалужена (рис. 9.18, а) або замкнута (рис. 9.18, б).

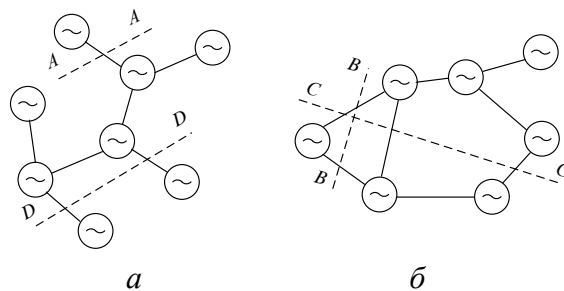


Рис. 9.18. Структурні схеми електроенергетичних об'єднань

Частковими випадками розгалуженої структури є магістральна та радіальна, а замкнутої – кільцева. Один ( $A-A$ ) або кілька ( $B-B$ ,  $C-C$ ) міжсистемних зв'язків утворюють переріз. Переріз ділить електроенергооб'єднання на дві за потужністю різні ( $A-A$ ,  $B-B$ ) або приблизно однакові ( $C-C$ ) частини. Переріз, зв'язками якого може втрачатися стійкість паралельної роботи частин ЕЕС, називається небезпечним. Переріз  $D-D$  ділить енергооб'єднання на три частини. Такі перерізи не розглядаються.

Отримані для окремого зв'язку між двома ЕЕС вирази (9.50) і (9.51) справедливі також для будь-якого небезпечного перерізу електроенергетичного об'єднання. За цієї умови можна розрахувати показники режимної надійності електроенергетичного об'єднання загалом

$$p = \prod_{i=1}^n p_i; \quad T = 1 / \sum_{i=1}^n 1/T_i, \quad (9.53)$$

де  $p_i, T_i$  – визначені за формулами (9.50) і (9.51) показники надійності  $i$ -го перерізу;  $n$  – загальна кількість небезпечних перерізів електроенергетичного об'єднання.

Формулу для  $p$  можна трактувати так. Величина  $p_i$  являє собою ймовірність відсутності викидів потужності за гранично допустиме значення протягом періоду часу  $T_n$  в  $i$ -му перерізі. Викиди відсутні в електроенергетичному об'єднанні загалом, якщо вони відсутні в кожному з його небезпечних перерізів. Це означає, що величина  $p$  виражається через величини  $p_i$  згідно з теоремою множення ймовірностей. Формулу для  $T$  отримано за умов, що частота порушень стійкості електроенергетичного об'єднання ( $1/T$ ) дорівнює сумі частот порушень стійкості його небезпечних перерізів.

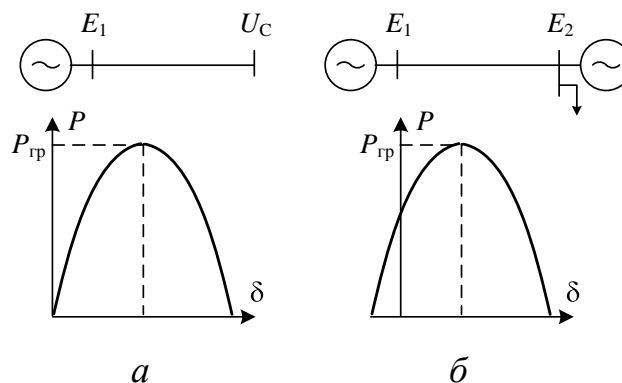


Рис. 9.19. Кутові характеристики потужності міжсистемних зв'язків



Для обчислення показників режимної надійності електроенергетичного об'єднання для кожного його перерізу необхідно попередньо визначати границю статичної стійкості  $P_{\text{гр}}$ . У простих випадках, коли розглядають роботу станції на систему безмежної потужності (рис. 9.19, а) або двох станцій на спільне навантаження (рис. 9.19, б), величина  $P_{\text{гр}}$  визначається як амплітуда кутової характеристики потужності зв'язків за відомими формулами

$$P_{\text{гр}} = E_1 U_c / Z_{11}; \quad (9.54)$$

$$P_{\text{гр}} = E_1^2 / Z_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 / Z_{12}, \quad (9.55)$$

де  $E_1, E_2$  – ЕРС відповідно, першої та другої станцій;  $U_c$  – напруга системи безмежної потужності;  $Z_{11}, \alpha_{11}$  – власний опір вітки першої станції та кут, що доповнює його аргумент до  $90^\circ$ ;  $Z_{12}$  – взаємний опір між вітками першої та другої станцій.

Записані формули можуть використовуватися для наближеного визначення граничних потужностей перерізів електроенергетичного об'єднання. Якщо перерізом ЕЕС поділено на дві приблизно однакові за потужністю частини, то їх можна еквівалентувати двома ЕС і використати формулу (9.55). Якщо ж потужності частин ЕЕС різко відрізняються, то меншу за потужністю частину еквівалентують станцією, а більшу – системою безмежної потужності та використовують формулу (9.54). У загальному випадку визначення  $P_{\text{гр}}$  не становить проблеми. Цю величину обчислюють застосуванням відомих методів аналізу ustalених режимів.

#### 9.4. Особливості аналізу перехідної надійності електроенергетичних систем

В ЕЕС виникають різні за характером аварії внаслідок широкого спектра первинних збурень, різноманітності схем та вихідних режимів. Можливі шляхи розвитку та припинення аварійних режимів зображено на рис. 9.20. Нехай первинні збурення спричинили вимикання елементів схеми ЕЕС. Найімовірніші наслідки вимикань – це втрата зв'язків між окремими споживачами та джерелами живлення, зниження напруги на шинах ПС, перевантаження ЛЕП або зниження пропускної здатності зв'язків, порушення балансу активної потужності та зниження частоти в системі.



Рис. 9.20. Шляхи розвитку та припинення аварійних режимів ЕЕС

Кожен з цих негативних наслідків вимикань усувається оперативно-диспетчерським персоналом або засобами автоматики шляхом реалізації вказаних на рис. 9.20 дій на ЕЕС або шляхом вимикання навантаження.

Складні або важкі первинні збурення спричиняють втрату стійкості та виникнення асинхронного режиму, який ліквідується діями на ЕЕС і на споживачів. В особливих випадках можливі аварійні режими з дуже важкими для ЕЕС наслідками (нижня частина схеми рис. 9.20).

Звертає на себе увагу той факт, що ліквідація аварій майже завжди супроводжується вимиканням навантаження, тобто майже завжди порушується функціонування ЕЕС, і споживачам не додається електроенергії. Випадкові вимикання навантаження виникають тільки після втрати зв'язків між споживачами та джерелами живлення.

В усіх інших випадках навантаження вимикається цілеспрямовано оперативно-диспетчерським персоналом або засобами автоматики з метою припинення розвитку аварій. Обсяги недовідпущеної під час ліквідації аварій електроенергії визначають рівень перехідної надійності ЕЕС.

Оперативно-диспетчерський персонал вимикає навантаження, вводячи в дію графіки обмежень та вимикань живлення. До таких графіків належать:

- графіки обмежень споживання електроенергії, які вводяться під час ремонтів, дефіцитів енергоресурсів, тривалих дефіцитів потужності в ЕЕС;
- графіки вимикань живлення (аварійних та екстрених), що вводяться у передаварійних та аварійних ситуаціях;
- графіки місцевого розвантаження в електроенергорайоні, що вводяться під час аварійних виділень району на ізольовану від ЕЕС роботу.

Автоматично навантаження вимикається пристроями різного призначення, найважливішими серед яких є АЧР і спеціальна автоматика вимикання навантаження (САН). САН запобігає втраті стійкості. Ефект її роботи полягає у швидкому розвантаженні зв'язків у перші секунди аварійного процесу. Навантаження вимикається чергами в дефіцитній частині ЕЕС. САН запускається під час виникнення конкретної ситуації, яка визначає початок електромеханічного перехідного процесу. До таких ситуацій належать:

- небезпечне зниження напруги у вузлах навантаження;
- вимикання лінії міжсистемного чи внутрішньосистемного зв'язків;
- накидання потужності на лінії зв'язків чи перерізів.

Аварійні режими ліквідують керівними діями на ЕЕС. Як тільки виникли первинні збурення, в роботу вступають засоби РЗА та диспетчер, які відокремлюють від ЕЕС пошкоджені елементи та виконують керівні дії, щоб припинити розвиток аварійного режиму й обмежити коло його поширення, тобто локалізувати режим у часі та в просторі. Далі під час простих і складних відмов виконується ВРДО – введення режиму в допустиму область, тобто переведення аварійного в допустимий за параметрами післяаварійний режим, який підлягає подальшій нормалізації.

Локалізація, ВРДО, нормалізація режиму – це стадії процесу ліквідації аварій, які в різних аварійних режимах проявляються по-різному. Якщо вони супроводжуються диспетчерськими чи автоматичними вимиканнями споживачів, то це відмови ЕЕС. За умови вибору для конкретного процесу ліквідації аварії оптимального складу і доз керівних дій недовідпуски електроенергії споживачам будуть мінімальними.

На рис. 9.20 зображено так звані «благополучні», тобто неускладнені шляхи розвитку та припинення аварійних режимів, коли в процесі їх ліквідації не виникає додаткових збурень у вигляді відмов вимикачів, відмов чи хибного спрацювання засобів РЗА, помилок оперативно-диспетчерського персоналу тощо. Якщо ж додаткові збурення виникають, то розвиток аварій набуває ланцюжкового характеру.

Ланцюжкова аварія – це каскад подій в ЕЕС, кількість яких залежно від умов, що склалися, коливається від кількох одиниць до двох десятків. У різних аваріях події в ланцюжку не повторюються, тобто кожна ланцюжкова аварія має індивідуальний характер. В електроенергооб'єднаннях розвинутих країн зареєстровано значну кількість важких ланцюжкових аварій, на які припадає 80–90 % аварійного недовідпуску електроенергії споживачам.

Події у ланцюжку можна поділити на дві групи. Перша група подій – це потрапляння ЕЕС у стани, з яких її необхідно виводити. Друга група – це позитивні та негативні діяння на ЕЕС у процесі ліквідації аварії.

Скорочений список подій першої групи та їх позначення:

- вимикання електроустановок ЕС і ПС –  $A$ ;
- вимикання ЛЕП, що зв'язують вузли ЕЕС –  $B$ ;
- недопустиме зниження напруги на шинах ПС чи ЕС –  $C$ ;
- перевантаження або недопустиме зниження пропускної здатності зв'язків –  $D$ ;

- виникнення дефіциту потужності в ЕЕС чи її підсистемі –  $E$ ;
- порушення стійкості та виникнення асинхронного режиму –  $F$ ;
- поділ ЕЕС на ізолювано працюючі частини –  $G$ ;
- оперативне відновлення паралельної роботи електроенергосистем –  $H$ ;
- відокремлення станції від ЕЕС –  $P$ ;
- погасання району електроенергосистеми –  $Q$ .

Скорочений список подій другої групи та їх позначення:

- дія пристроїв РЗА на елементи ЕЕС –  $i$ ;
- дія пристроїв ПАА на схему та режими ЕЕС –  $j$ ;
- відмова та хибна робота пристроїв РЗА –  $k$ ;
- відмова та хибна робота пристроїв ПАА –  $l$ ;
- відмова спрацювання комутаційних апаратів –  $m$ ;

- неправильні дії оперативно-диспетчерського персоналу –  $n$ ;
- введення в дію резервів активної потужності –  $p$ ;
- форсування джерел реактивної потужності –  $q$ ;
- вимикання споживачів через втрату зв'язків з джерелами живлення –  $r$ ;
- вимикання споживачів засобами ПАА –  $s$ ;
- вимикання споживачів оперативно-диспетчерським персоналом –  $t$ .

Кожну аварію можна записати формально у вигляді схеми причинно-наслідкових зв'язків між подіями, як на рис. 9.21. Такі записи всієї сукупності аварій у конкретних енергооб'єднаннях полегшують порівняльний аналіз і дають змогу виявити деякі особливості їх формування. Таким способом можна, наприклад, виявити частку аварій з надмірно великою кількістю подій; встановити окремі події, які найчастіше повторюються у ланцюжках та є причиною затягування процесу ліквідації аварій; оцінити рівень підготовки персоналу чи ступінь досконалості засобів автоматики.

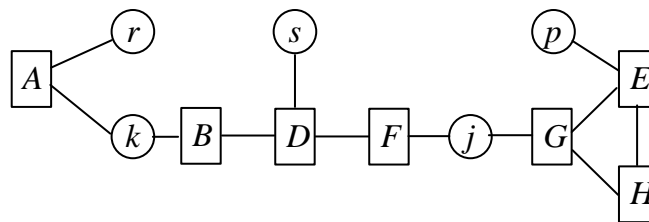


Рис. 9.21. Схема формування ланцюжкової аварії

Ефективних моделей аналізу перехідної надійності досі ще не створено, але спроб побудови таких моделей зафіксовано багато. Вони ґрунтуються на різних підходах і відображають різні особливості процесу формування аварій.

**Топологічна модель.** Такого роду моделі використовують для статистичного аналізу ланцюжків подій в аваріях. Аналіз виконується ЕОМ за допомогою графа переходів, вузли якого – події з наведеного вище списку, а вітки – причинно-наслідкові зв'язки між ними. До пам'яті ЕОМ уводять матриці інцидентів графів разом з інформацією про дату, місце, тривалість аварії та про недовідпуски електроенергії. Топологічний запис подій у системних аваріях полегшує ретроспективний аналіз повного масиву аварій конкретного електроенергооб'єднання. За результатами статистичного аналізу формують знання про середні рівні живучості ЕЕС та про ступінь впливу на неї різних чинників.

**Логіко-ймовірнісна модель.** Враховуючи існування логічних зв'язків між подіями в ланцюжку, процеси розвитку аварій можна описувати, використовуючи метод дерева відмов або логічних функцій. Можна також використовувати теорему повної ймовірності. У цьому разі оцінюється ймовірність  $p(c)$  виникнення аварії, яка може розвинутися з деяких елементарних подій (гіпотез)  $h_i$ . До гіпотез можна зарахувати частину перерахованих вище подій обидвох груп. Тобто

$$p(c) = \sum_{i=1}^n p(c/h_i) p(h_i), \quad (9.56)$$

де  $p(h_i)$  – ймовірність виникнення елементарної події (гіпотези);  $p(c/h_i)$  – умовна ймовірність розвитку аварії в умовах існування  $i$ -ї гіпотези.

Розроблялися ентропійні, ігрові, канібалістичні та інші моделі аналізу живучості ЕЕС. Детальну інформацію про розроблювані моделі можна знайти в роботах [12, 13].

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Надійність функціонування ЕЕС як єдиного об'єкта визначають її основні структурні підсистеми – генерувальна частина та системотвірна мережа.
2. У зв'язку зі складністю процесів функціонування ЕЕС та енергооб'єднань аналізу їх надійності необхідно виконувати із застосуванням декомпозиції.
3. Аналіз балансової надійності ЕЕС передбачає врахування її основних структурних підсистем та характеристик навантаження.
4. Особливості аналізу балансової надійності для концентрованих та неконцентрованих ЕЕС.
5. Кожну аварію, що виникає в ЕЕС, можна записати формально у вигляді схеми причинно-наслідкових зв'язків між подіями.

### Треба вміти:

1. Розробляти еквівалентні спрощені моделі режимів та структуру підсистем ЕЕС.
2. Для аналізу балансової надійності концентрованих ЕЕС використовувати аналітичні методи на рівні випадкових процесів.

3. Будувати для концентрованих ЕЕС модель системи генерування потужності та модель навантаження.

4. Розраховувати ймовірність відмови ЕЕС під час її ізольованої роботи та в складі енергооб'єднання.

5. Записувати та аналізувати вираз щодо визначення міжсистемного перетоку для двох об'єднаних ЕЕС.

**Слід запам'ятати, що:**

1. Об'єднання ЕЕС має істотні переваги в економічному плані, але відзначається нижчими характеристиками надійності порівняно з ізольовано працюючими ЕЕС.

2. У разі виникнення дефіциту потужності в одній з ЕЕС, суміжні ЕЕС частково або повністю покривають його, використовуючи свої власні резерви.

3. Найпоширенішим видом порушень режиму в енергооб'єднанні є втрата стійкості паралельної роботи його частин.

4. Нерегулярні коливання міжсистемних перетоків особливо гостро впливають на режими слабких міжсистемних зв'язків.

**Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Як будують моделі навантаження та системи генерування ЕЕС?

2. Як визначають показники балансової надійності концентрованих енергосистем?

3. Наведіть хід побудови зведеної моделі генерувальної частини навантаження ЕЕС.

4. Проаналізуйте можливості наближеного визначення показників балансової надійності ЕЕС в складі енергооб'єднання.

5. Викладіть загальну методику визначення показників балансової надійності енергооб'єднань.

6. Опишіть режими роботи міжсистемних зв'язків і небезпечних перерізів ЕЕС.

7. Викладіть принципи аналізу режимної надійності енергооб'єднань.

8. Поясніть особливості аналізу перехідної надійності ЕЕС.



## **РОЗДІЛ 10**

### **ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ЕНЕРГООБ'ЄДНАНЬ НА СТАДІЇ КЕРУВАННЯ РОЗВИТКОМ**

Стадія керування розвитком надзвичайно важлива для ЕЕС з погляду поліпшення всього комплексу їх техніко-економічних показників. Спорудження нових ЕС, ПС, ЛЕП, реконструкція існуючих, перебудова схем ЕМ дають змогу удосконалити структуру та режими ЕЕС і забезпечити їх ефективніше функціонування.

Що стосується безпосередньо надійності, то на стадії керування розвитком приймають такі рішення щодо структури та режимів системи та розробляють такі технічні заходи, які сприяють зниженню аварійності на електроенергооб'єктах, забезпеченню високих рівнів живучості, стійкоздатності та режимної керованості ЕЕС.

На етапах планування розвитку та проектування має бути сформовано раціональну структуру генерувальної частини та системотвірної мережі ЕЕС, закладено необхідні резерви активної потужності, забезпечено достатню пропускну здатність міжсистемних та важливих внутрішньосистемних зв'язків, доведено до необхідного рівня маневреність генерувальних агрегатів ЕС, підвищено рівень структурного резервування у схемах живильних та розподільних мереж, удосконалено структуру головних схем електричних з'єднань ЕС і ПС.

З розвитком ЕЕС в них зростає кількість надпотужних ЛЕП, агрегатів ЕС, трансформаторів ПС, аварійні пошкодження яких різко збурюють режими ЕЕС, що сприяє подальшому розвитку аварій. Ця обставина змушує розробляти для ЕЕС ефективні системи керування режимами, які здатні не допускати розвитку аварій.

На стадії керування розвитком ЕЕС розробляють ефективні системи керування режимами, що є надзвичайно важливим завданням з погляду забезпечення надійності, оскільки досягти високого рівня надійності за рахунок удосконалення тільки структури та режимів ЕЕС неможливо.



### 10.1. Розвиток потужностей системи генерування електроенергії

Розвиток потужностей систем генерування електроенергії ЕЕС (генерувальних потужностей) є складовою розвитку всього паливно-енергетичного комплексу країни. Його визначають такі основні чинники: прогнозовані рівні та режими електроспоживання, розвиток паливної промисловості, технічний прогрес в електроенергетиці, вимоги щодо забезпечення економічності та надійності функціонування ЕЕС. Керування розвитком генерувальних потужностей ЕЕС передбачає розв'язання таких завдань:

- визначення сумарної потреби в джерелах енергії;
- встановлення оптимальної структури генерувальних потужностей;
- вибір місця розташування ЕС та потужностей і черговості їх будівництва (реконструкції);
- вибір одиничної потужності агрегатів та головних схем ЕС;
- визначення добових, тижневих, сезонних та річних режимів роботи ЕС;
- визначення потреб у паливі та його видах.

Роботи щодо розвитку потужностей системи генерування електроенергії виконують у два етапи. На першому етапі, враховуючи принцип самобалансування країни чи регіону, виявляють раціональні співвідношення між окремими типами станцій з урахуванням максимального використання власних енергоресурсів (ядерного й органічного палива, води). На другому етапі обґрунтовують склад, розташування та черговість спорудження (реконструкції) ЕС.

Для підвищення надійності функціонування ЕЕС сумарну потребу в джерелах енергії на перспективу визначають, складаючи баланси потужності так, щоб передбачити повне покриття потреб у потужності та повне забезпечення розрахункових резервів.

Баланс потужності складається для годин річного максимуму навантаження ЕЕС і дає змогу встановити розрахункову величину необхідної встановленої потужності ЕС на заданому етапі розвитку системи. Рівняння балансу активної потужності ЕЕС записується у вигляді

$$\begin{aligned} \sum P_{\text{ЕС}} - \sum P_{\text{обм}} - \sum P_{\text{конс}} - \sum R_{\text{р.р}} - \sum R_{\text{о.р}} = \\ = P_{\text{н max}} + \sum P_{\text{ВП}} + \sum \Delta P_{\text{ЕМ}} \pm \sum P_{\text{мс}}, \end{aligned} \quad (10.1)$$

де  $\sum P_{\text{ЕС}}$  – сумарна встановлена потужність генерувальних агрегатів електричних станцій ЕЕС;  $\sum P_{\text{обм}}$  – сумарна потужність схемних та експлуатаційних обмежень;  $\sum P_{\text{конс}}$  – сумарна номінальна потужність устаткування, виведеного в консервацію;  $\sum R_{\text{р.р.}}, \sum R_{\text{о.р.}}$  – сумарні потужності ремонтного та оперативного резерву;  $P_{\text{н max}}$  – прогнозований суміщений максимум навантаження споживачів ЕЕС;  $\sum P_{\text{ВП}}$  – потужність власних потреб;  $\sum \Delta P_{\text{ЕМ}}$  – втрати потужності, в ЕМ;  $\sum P_{\text{мс}}$  – міжсистемне сальдо (перетоки потужності міжсистемними зв'язками).

На формування структури потужностей системи генерування ЕЕС найбільше впливають енергоресурси, які можна буде використовувати для ЕС у плановому періоді. Необхідно передбачити максимально повне використання місцевих енергоресурсів і врахувати екологічні вимоги. Крім цього, слід врахувати вимоги маневреності, оскільки від її рівня залежить повнота покривання пікової зони графіка навантаження, тобто надійність електропостачання споживачів. За неповного покривання піків навантаження диспетчери інколи змушені обмежувати живлення споживачів.

В умовах, коли можливості спорудження ГЕС різко обмежені, тому для розв'язання проблеми покривання змінної частини графіків навантаження слід використовувати різні способи та заходи, основними з яких є підвищення маневреності устаткування діючих ТЕС на органічному паливі та спорудження спеціалізованих маневрених ЕС.

Підвищення маневреності устаткування діючих ТЕС досягається його модернізацією з метою зниження технічного мінімуму навантаження агрегатів та забезпечення щодобових зупинок на нічні години. Розробляють також нові високоманеврені енергоблоки. Підвищенням маневреності ТЕС підвищують частку АЕС у структурі генерувальних потужностей і знижують витрати органічного палива.

Ефективними спеціалізованими маневреними ЕС є ГАЕС та напівпікові КЕС на твердому паливі. ГТЕС можна використовувати обмежено для покривання гостропікових навантажень і як джерело мобільної резервної потужності. Для зменшення нічної западини графіка навантаження доцільно використовувати споживачі-регулятори. Для поліпшення умов роботи устаткування ЕС як у пікові, так і в нічні години слід ефективніше використовувати наявні технічні переваги взаємообміну потужності між західними та східними ЕЕС.

На вибір місць розташування, потужностей ЕС та черговості їх спорудження впливають такі чинники:

- територіальне розташування площадок, де можливе спорудження ЕС;
- місткість охолоджувального водоймища для ТЕС і АЕС;
- місткість водосховища для ГЕС і ГАЕС;
- потреби регіону в електроенергії;
- характеристики навантаження споживачів регіону;
- віддаленість споруджуваних ЕС від споживачів та існуючих ПС;
- віддаленість ТЕС на твердому паливі від вугільних басейнів;
- структура схеми видачі потужності споруджуваної ЕС;
- особливості режимів та потреби ЕЕС у збільшенні потужності ЕС.

Чинник надійності в цьому разі проявляє себе переважно через схеми видачі потужності ЕС та їх ресурсне забезпечення. Надійність видачі потужності залежить від структури та довжини зв'язків між ЕС та ПС ЕЕС, а надійність ресурсного забезпечення – від виду палива та можливостей створення його запасів. Аналіз надійності схеми видачі потужності ЕС проілюстровано в розділі 7 (п. 7.1). Своєчасне задоволення потреб ЕЕС у збільшенні потужності генерування (своєчасне введення ЕС в експлуатацію) також позитивно впливає на надійність їх роботи.

Зі збільшенням одиничної потужності агрегатів ЕС зростає економічність роботи станції. Проте потужніші агрегати за інших однакових умов знижують надійність ЕЕС, збільшуючи під час відмов обсяги аварійного недовідпуску електроенергії та збитків. Аналогічні обставини складаються, наприклад, під час вибору кількості агрегатів, приєднаних до одного трансформатора, тобто під час розроблення головних схем ЕС.

Суворе врахування чинника надійності під час вибору одиничної потужності агрегатів та головних схем ЕС вимагає визначення оптимального аварійного резерву та збитків від недовідпуску електроенергії, а на їх основі – зведених затрат для кожного порівнюваного варіанта. Проте такий підхід, незважаючи на його теоретичну правильність, неточний. Суть у наступному.

Якщо порівнюють варіанти різних блоків на одній ЕС у великій ЕЕС, то різниця в резервах, збитках і зведених затратах дуже мала. Вона у багато разів менша від абсолютних значень порівнюваних величин, що і є причиною неточності розрахунків. Точну методику вибору одиничної потужності агрегатів і головних схем електричних з'єднань ЕС розглянуто у [22].

Для споруджуваних ЕС на перспективу має бути визначено режим роботи в розрізі доби, тижня, сезону, року. Для АЕС задають режим роботи у базі графіка навантаження з можливим зниженням потужності у вихідні та святкові дні, а також у літній період. Базовий режим задають також для ТЕЦ, якщо не передбачено встановлення на них пікових водогрійних котлів чи редуційно-охолоджувальних установок. Режим КЕС залежно від встановлюваного устаткування може бути базовим, напівбазовим чи напівпіковим. У пікових та напівпікових режимах працюють лише спеціалізовані високоманеврені ЕС. Для ГЕС залежно від об'єму водосховища планується добове, тижневе, сезонне (річне) чи багаторічне регулювання стоку води, а на його основі – відповідні режими роботи.

З перспективними режимами роботи ЕС у добовому, тижневому, сезонному та річному циклах має бути узгоджено структуру та терміни введення в експлуатацію потужностей генерування. При цьому визначають:

- частку маневрених ЕС та ступінь використання встановленої потужності ГЕС (ГАЕС) у загальному балансі потужності;
- вимоги до режимів роботи ТЕС та до перевірки відповідності маневрених властивостей устаткування прогнозованим режимам;
- вимоги до пропускної здатності системотвірних мереж;
- потреби у паливі та його конкретних видах.

Для визначення потреб у паливі складають баланси енергії. Баланс електроенергії для заданого періоду роботи ЕЕС забезпечується, якщо виконується умова

$$W_{\text{EC}} = W_{\text{сп}} + W_{\text{ВП}} + \Delta W_{\text{ЕМ}} \pm W_{\text{мс}}, \quad (10.2)$$

де  $W_{\text{EC}}$  – виробіток електроенергії електростанціями певної ЕЕС;  $W_{\text{сп}}$  – електроенергія, відпущена споживачам;  $W_{\text{ВП}}$  – споживання електроенергії власними потребами ЕС;  $\Delta W_{\text{ЕМ}}$  – втрати електроенергії в ЕМ;  $W_{\text{мс}}$  – міжсистемне сальдо (перетоки електроенергії між певною та суміжними ЕЕС).

Подібним способом, тобто складаючи тепловий баланс, прогнозують відпуск тепла від ТЕЦ і визначають сумарну відпущену від ЕС енергію, за якою, врахувавши наявні гідроресурси, визначають потреби ЕЕС у паливі. На вибір виду палива впливає значна кількість чинників, серед яких: ціна, вартість транспортування, екологічні обмеження, режимні вимоги тощо. Неправильні прогнози потреб у паливі та його видах можуть спричинити несвоєчасні поставки та недовиробіток електроенергії на ЕС.

Отже, чинник надійності присутній в усіх задачах, які розв'язують на стадії керування розвитком потужностей системи генерування електроенергії. У частині з цих задач спеціальні розрахунки надійності не виконують, але під час їх розв'язання до уваги беруть нормативні вимоги чи рекомендації щодо забезпечення надійності. В іншій частині задач або розраховують показники надійності, або реалізують процес оптимізації з урахуванням чинника надійності. Правильно враховуючи вимоги надійності на стадії керування розвитком, можна поступово удосконалювати систему генерування електроенергії діючих ЕЕС.

## 10.2. Визначення величини резервів потужності електроенергетичних систем та енергооб'єднань

Агрегати ЕС генерують потужність для передавання споживачам і в суміжні системи, перебувають у резерві та ремонтуються (рис. 10.1). Повний резерв активної потужності  $R$  на ЕС дорівнює сумі ремонтного  $R_p$  та оперативного  $R_0$  резервів (розділ 1, п. 1.4). Своєю чергою, оперативний резерв містить дві складові (аварійний  $R_a$  і навантажувальний  $R_n$  резерви), які не додаються через можливість їх часткової взаємної компенсації.

**Визначення величини ремонтного резерву.** Ремонтний резерв – це



Рис. 10.1. Розподіл генерувальних потужностей ЕЕС

потужність резервних агрегатів, якими заміщують агрегати, виведені у плановий ремонт. Величина ремонтного резерву залежить, з одного боку, від періодичності та тривалості простоїв агрегатів ЕС у планових ремонтах, а з іншого боку – від конфігурації річного графіка місячних максимумів навантаження.

Для генерувального устаткування ЕС існує певне чергування *капітальних* (КР), *середніх* (СР) та *поточних* (ПР) ремонтів, яке називають *структурою ремонтного циклу*. Для енергоблоків ТЕС, наприклад, прийнята така, розрахована для реалізації за дворічний період, структура ремонтного циклу

КР – ПР – ПР – ПР – СР – ПР – ПР – ПР.

Ремонти виконують так, щоб площадки (потужність×час ремонту) передбачуваних до виведення в ремонт у певному році агрегатів щільно заповнювали наявну ремонтну площу, яка складається з площі ремонтного резерву та площі, призначеної для ремонтів незаміщуваних агрегатів (рис. 10.1). Час ремонтного простою генерувального устаткування нормується залежно від типу ЕС, номінальної потужності агрегатів, виду палива тощо (табл. 10.1).

Таблиця 10.1

**Середньорічні норми простоїв устаткування ЕС  
у планових ремонтах**

Генерувальне устаткування ЕС	Середньорічна тривалість ремонтів, % від тривалості року	
	капітальні	поточні
Агрегати ГЕС і ГАЕС	4,1	—
Агрегати ТЕС з поперечними зв'язками	2,5	2,0
Енергоблоки ТЕС потужністю, МВт		
100	4,0	3,5
150–200	4,5	4,0
250–300	5,5	5,0
500	6,0	5,5
800	6,5	6,0
Енергоблоки АЕС потужністю, МВт		
440	11,5	4,0
1000	13,0	5,5

Ремонтний резерв поділяють на резерв потужності для поточних ремонтів  $R_{п.р}$  та резерв потужності для капітальних і середніх ремонтів  $R_{к.р}$ . Поточні ремонти проводять за можливістю рівномірно протягом року, тому величину резерву потужності  $R_{п.р}$  можна розрахувати за виразом

$$R_{п.р} = \sum_{i=1}^I P_i n_i t_{pi} / 100, \quad (10.3)$$

де  $I$  – кількість груп однотипних агрегатів ЕЕС однакової номінальної потужності;  $n_i$  – кількість агрегатів в  $i$ -й групі;  $P_i$  – наявна потужність одного агрегату  $i$ -ї групи;  $t_{pi}$  – середньорічна тривалість поточних ремонтів агрегата  $i$ -ї групи, в % від тривалості календарного року (табл. 10.1).



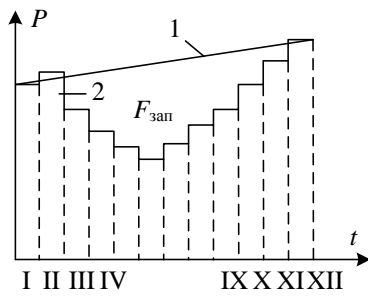


Рис. 10.2. Площа западини річного графіка місячних максимумів

Для ГЕС і ГАЕС, а також ТЕС з поперечними зв'язками, які мають різні котли, резерв  $R_{н.р}$  не передбачається, оскільки поточні ремонти на цих ЕС виконують у періоди зниження їх навантаження.

Капітальні та середні ремонти проводять не частіше 1 разу на рік, що дає змогу проводити їх у періоди літнього зниження навантаження. Необхідні обсяги капітальних та середніх ремонтів по ЕЕС (сумарну площу в координатах потужність×час) можна розрахувати за формулою

$$V_k = T_p \sum_{i=1}^I P_i n_i t_{ki} / 100, \quad (10.4)$$

де  $T_p = 12$  — тривалість календарного року в місяцях;  $t_{ki}$  — середньорічна тривалість капітальних та середніх ремонтів агрегата  $i$ -ї групи в % від тривалості календарного року (табл. 10.1).

Річний графік місячних максимумів має западину (рис. 10.2), площу якої  $F_{зап}$  визначають різницями ординат лінії річних максимумів навантаження (пряма 1) та ламаної лінії графіка (крива 2) у кожному з 12-ти місяців року, тобто

$$F_{зап} = \sum_{j=1}^{12} (P_{н.рj} - P_{нj}) \Delta T, \quad (10.5)$$

де  $P_{н.рj}$ ,  $P_{нj}$  — умовний рівень річного максимуму ординати прямої 1 та потужність максимуму навантаження в  $j$ -му місяці року;  $\Delta T$  — часовий інтервал, що дорівнює одному місяцю.

Якщо площа  $F_{зап}$  виявиться більшою від  $V_k$ , тобто від площі, потрібної для проведення капітальних та середніх ремонтів, то спеціального резерву для проведення цих ремонтів не передбачають, оскільки заміщувати виведені в ремонт агрегати резервними немає потреби. Така ситуація може виникнути для приймальної ЕЕС, яка має від'ємне сальдо перетоків. При  $F_{зап} < V_k$  величину резерву потужності для проведення капітальних і середніх ремонтів розраховують за формулою

$$R_{к.р} = (V_k - K_{зап} F_{зап}) / 12, \quad (10.6)$$

де  $K_{зап} = 0,9 \dots 0,95$  — коефіцієнт використання площі западини, який враховує нещільність заповнення загальної ремонтної площі ремонтними площадками агрегатів.

До складу ремонтного резерву в разі необхідності можна вводити додатковий резерв для відновлювальних ремонтів устаткування ЕС, яке відпрацювало свій ресурс. Величина цього резерву в конкретній електроенергосистемі залежить від сумарної потужності устаткування, що підлягає відновлювальному ремонту та модернізації. Зазвичай її приймають у межах 1–2 % від максимуму навантаження ЕЕС.

**Приклад 10.1.** Розрахувати ремонтний резерв ОЕС, для якої задано склад агрегатів (табл. 10.2) та річний графік місячних максимумів навантаження (табл. 10.3). Двома лініями 750 кВ міжсистемного зв'язку ОЕС отримує 2800 МВт від суміжного енергооб'єднання.

*Розв'язання.* Резерв потужності для поточних ремонтів розраховано за формулою (10.3). Він становить 1933 МВт. Проміжні результати розрахунку наведено в табл. 10.2.

Таблиця 10.2

**Проміжні результати розрахунків ремонтного резерву потужності ОЕС**

Одинична потужність агрегатів $P_i$ , МВт	Кількість агрегатів $n_i$ , шт.	Наявна потужність групи $P_i \cdot n_i$ , МВт	Резерв потужності для ПР $R_{п.р.i}$ , МВт	Необхідні обсяги КР і СР $V_{ki}$ , МВт·міс
АЕС	—	—	—	—
440	4	1760	70,4	2429
1000	12	12000	660,0	18720
КЕС і ТЕЦ	—	—	—	—
50	147	7350	147,0	2105
100	66	6600	231,0	3168
150	7	1050	42,0	567
200	18	3600	144,0	1944
250	17	4250	212,5	2805
300	22	6600	330,0	4356
800	2	1600	96,0	1248
ГЕС і ГАЕС	—	—	—	—
50	18	900	—	443
100	20	2000	—	984
200	12	2400	—	1181
Разом		$P_{EC} = 50110$	$R_{п.р} = 1933$	$V_K = 40050$



Щоб визначити величину резерву потужності для проведення капітальних і середніх ремонтів, за формулою (10.4) розраховано необхідні обсяги ремонтів  $V_k$  (табл. 10.2), а за формулою (10.5) – площу западини річного графіка місячних максимумів (табл. 10.3). Величину  $P_{н.рj}$  для кожного  $j$ -го місяця року розраховувалися за формулою

$$P_{н.рj} = 51160 + (j - 1)(52800 - 51160) / (12 - 1).$$

Таблиця 10.3

**Розрахунок площі западини річного графіка навантаження ОЕС**

Місяць року	Потужність навантаження за графіком $P_{нj}$ , МВт	Умовний рівень річного максимуму $P_{н.рj}$ , МВт	Площа западини графіка навантаження $F_{запj}$ , МВт·міс
1	51160	51160	0
2	49840	51310	1470
3	47830	51460	3630
4	46510	51610	5100
5	43660	51760	8100
6	41280	51910	10630
7	41490	52050	10560
8	43450	52200	8750
9	45670	52350	6680
10	47780	52500	4720
11	50640	52650	2010
12	52800	52800	0
			$F_{зап} = 61650$

Необхідні обсяги капітальних і середніх ремонтів  $V_k = 40050$  МВт·міс менші від площі западини річного графіка місячних максимумів ( $F_{зап} = 61650$  МВт·міс) навіть у разі врахування нещільності її заповнення ремонтними площадками агрегатів. Тому окремого резерву для проведення капітальних і середніх ремонтів не передбачають, а повний ремонтний резерв ОЕС дорівнює резерву потужності для проведення поточних ремонтів і становить 1933 МВт, або 3,86 % від наявної потужності ОЕС.

**Визначення величини аварійного резерву.** Задачу визначення необхідної величини аварійного резерву можна розв'язати на основі порівняння затрат на додаткову потужність резерву зі зменшенням збитків внаслідок зниження частоти відмов устаткування ЕС, тобто шляхом мінімізації зведених витрат

$$Z = E_n K(R_a) + B(R_a) + H(R_a) \rightarrow \min, \quad (10.7)$$

де  $K(R_a)$ ,  $B(R_a)$  – капіталовкладення та щорічні витрати на резервні агрегати потужністю  $R_a$ ;  $H(R_a)$  – середньорічні збитки від недовідпуску електроенергії споживачам у разі збільшення наявної потужності ЕС на значення  $R_a$ .

Збитки  $H(R_a)$  розраховують за показником балансової надійності  $w_n$  (розділ 9, п. 9.1) як

$$H(R_a) = H_0 W_n(R_a), \quad (10.8)$$

де  $W_n(R_a)$  – недовідпущена протягом року електроенергія за потужності агрегатів ЕС, збільшеної на значення  $R_a$ .

У практиці проектування поряд з розглянутою оптимізаційною моделлю застосовують спрощені методики. Це, наприклад, методика із визначенням питомого аварійного резерву. Величину аварійного резерву  $R_a$  за цією методикою визначають як

$$R_a = \sum_{i=1}^I R_{ai} = \sum_{i=1}^I P_i n_i r_{ai} / 100, \quad (10.9)$$

де  $I, P_i, n_i$  – величини, означені в формулі (10.3);  $R_{ai}$  – резерв, необхідний для  $i$ -ї групи агрегатів;  $r_{ai}$  – питомий аварійний резерв одного агрегату  $i$ -ї групи, %.

Величина  $r_a$  залежить від аварійності агрегата (ймовірності  $q$  відмови) та від його відносної одиничної потужності  $P^*$ , вираженої у відсотках від максимуму  $P_{\max}$  сумарного навантаження ЕЕС.

$$P^* = 100 P_i / P_{\max}. \quad (10.10)$$

Значення  $r_a$  визначають за узагальненими характеристиками питомого аварійного резерву, зображеними на рис. 10.3, а, б. У діапазоні значень від 1 % до 5 % величину  $r_a$  визначають за виразом

$$r_a = 1 + 180q + (1 + 18q)P^*. \quad (10.11)$$

Характеристики  $r_a = f P^*$  отримані розрахунковим способом з урахуванням досвіду вибору аварійного резерву в ЕЕС.

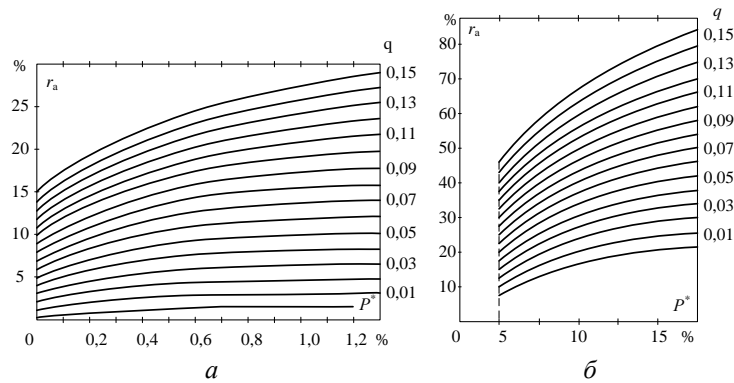


Рис. 10.3. Узагальнені характеристики питомого аварійного резерву

**Приклад 10.2.** Для ОЕС, дані якої наведено в прикладі 10.1, розрахувати величину аварійного резерву потужності. Додатково в табл. 10.4 задають імовірності відмови  $q$  агрегатів усіх груп та ліній міжсистемного зв'язку.

*Розв'язання.* Аварійний резерв розраховано за спрощеною методикою. Результати розрахунку зведено в табл. 10.4.

Таблиця 10.4

**Розрахунок аварійного резерву потужності ОЕС**

Одинична потужність агрегатів $P_i$ , МВт	Кількість агрегатів $n_i$ , шт.	Наявна потужність групи $P_i n_i$ , Вт	Імовірність відмови агрегата $q_i$ , в.о.	Відносна потужність агрегата $P_i^*$	Питомий аварійний резерв $r_{ai}$ , %	Аварійний резерв потужності $R_{a,pi}$ , МВт	Аварійно вимкнена потужність $P_i n_i q_i$ , МВт
АЕС-440	4	1760	0,055	0,833	10,0	176,0	96,8
КЕС, ТЕЦ	—	—	—	—	—	—	—
50	147	7350	0,02	0,095	2,5	183,75	147,0
100	66	6600	0,02	0,189	2,9	191,4	132,0
150	7	1050	0,045	0,284	6,5	68,3	47,2
200	18	3600	0,045	0,379	6,9	248,4	162,0
250	17	4250	0,055	0,473	8,7	369,7	233,8
300	22	6600	0,055	0,568	9,0	594,0	363,0
800	2	1600	0,075	1,515	18,0	288,0	120,0
ГЕС, ГАЕС	—	—	—	—	—	—	—
50	18	900	0,005	0,095	0,6	5,4	4,5
100	20	2000	0,005	0,189	0,8	16,0	10,0
200	12	2400	0,005	0,379	1,1	26,4	12,0
Міжсистемний зв'язок	2	2800	0,03	2,652	10,5	294,0	84,0
		$P_{EC} = 50110$				$R_a = 4740,6$	$P_a = 2312,3$

Враховано відмови не тільки агрегатів, а й ліній міжсистемного зв'язку, бо зменшення потужності, що надходить від суміжної ЕЕС, також вимагає заміщення її резервом. Величина аварійного резерву для заданої ОЕС, розрахована за формулою (10.9), становить 4740,6 МВт, або 9,46 % від наявної потужності ЕС. В останній колонці табл. 10.4 додатково обчислено середнє значення аварійно вимкненої потужності, яке використовують для визначення величини оперативного резерву.

**Визначення величини навантажувального резерву.** Навантажувальний резерв потужності на ЕС  $R_H$  потрібний для покривання надвишків навантаження понад його розрахункове значення. Надвишки спричиняються випадковими нерегулярними коливаннями навантаження та помилками його прогнозу. Під час вибору резерву на стадії проектування розвитку ЕЕС враховують тільки помилки прогнозу. Їх значення випадкові та добре апроксимуються нормальним законом розподілу з математичним сподіванням  $\delta \bar{P}_H$  та середньоквардратичним відхиленням  $\sigma_H$ .

Задача визначення величини навантажувального резерву є оптимізаційною, оскільки зі збільшенням  $R_H$  збільшуються капіталовкладення та річні експлуатаційні витрати на резервні агрегати, але зменшуються збитки від недовідпуску електроенергії споживачам. Збитки за деякого проміжного значення резерву  $R_H$  можна визначити, використовуючи формулу математичного сподівання неперервної випадкової величини

$$\begin{aligned} H(R_H) &= H_0 W_H(R_H) = H_0 \sum_{j=1}^{12} \Delta T_j P_{\delta j} = \\ &= H_0 \sum_{j=1}^{12} \Delta T_j \int_{R_H + P_{Hnj}}^{\infty} (\delta P_j - R_H - P_{Hnj}) f(\delta P_j) d(\delta P_j), \end{aligned} \quad (10.12)$$

де  $\Delta T_j$  – тривалість  $j$ -го розрахункового інтервалу (один місяць);  $P_{\delta j}$  – усереднений дефіцит потужності в  $j$ -му розрахунковому інтервалі;  $\delta P_j$  – помилка прогнозу (перевищення потужністю її розрахункового значення);  $P_{Hnj}$  – невикористана потужність (ненавантажені, невиведені в ремонт агрегати);  $f \delta P_j$  – густина розподілу помилки прогнозу в  $j$ -му інтервалі:

$$f \delta P_j = 1 / \sigma_{Hj} \sqrt{2\pi} \exp - \delta P_j - \delta \bar{P}_{Hj} / 2\sigma_{Hj}^2 . \quad (10.13)$$

Величину навантажувального резерву можна оцінити також наближено спрощеним способом. Для цього користуються емпіричною залежністю

$$R_n = 0,01P_{n \max} + 1,26\sqrt{P_{n \max}}, \quad (10.14)$$

де  $P_{n \max}$  – річний максимум навантаження ЕЕС.

**Визначення величини оперативного резерву.** Оперативний резерв  $R_o$  використовують у випадках відмов генерувальних агрегатів, у випадках непередбачуваного збільшення навантаження й у випадках, коли відмови агрегатів і зміни навантаження настають одночасно.

Якщо задачу визначення величини оперативного резерву розв'язують як оптимізаційну, то середньорічні збитки від недовідпуску електроенергії споживачам для заданої величини резерву  $R_o$  розраховують за формулою

$$H(R_o) = H_0 \sum_{j=1}^{12} \Delta T_j P_{\partial j} = H_0 \sum_{j=1}^{12} \Delta T_j \sum_{kj} \kappa_j P_0 p_{\partial}^{\kappa_j P_0}, \quad (10.15)$$

де  $P_0$  – прийнятий розрахунковий ступінь потужності;  $p_{\partial}^{\kappa_j P_0}$  – імовірність виникнення дефіциту потужності величиною  $\kappa_j P_0$  в  $j$ -му розрахунковому інтервалі.

Як видно з формули (10.15), дефіцит  $P_{\partial j}$  розраховується за методикою, викладеною в розділі 7 (п. 7.1). При цьому дещо складніше визначаються ймовірності  $p_{\partial}^{\kappa_j P_0}$ . Ряд імовірностей  $p_{\partial}^{\kappa_j P_0}$  можна встановити перемноженням ряду ймовірностей аварійного зниження потужності на ряд імовірностей помилок прогнозу навантаження. Для отримання останнього криву густини розподілу помилок прогнозу слід замінити гістограмою з деяким заданим числом ступенів.

Для визначення величини оперативного резерву використовують також спрощену методику, побудовану на використанні емпіричних залежностей

$$R_o = P_a + 2,65\sigma - 0,125P_{n \max}; \quad (10.16)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma_a^2 + \sigma_n^2} = \sqrt{0,145 R_a - P_a + 0,125P_{n \max}^2 + \sigma_n^2}, \quad (10.17)$$

де  $R_a$  – значення аварійного резерву, встановлене за характеристиками питомого аварійного резерву;  $P_a$  – середнє по ЕЕС значення аварійно вимкненої потужності в ЕЕС (табл. 10.4);  $\sigma_a$  – середньоквадратичне відхилення зниження потужності ЕС у результаті аварійних вимкнень устаткування;  $\sigma_n$  – середньоквадратичне відхилення навантаження, яке наближено оцінюють за формулою

$$\sigma_n = 4...5 \sqrt{P_{n \max}}. \quad (10.18)$$

**Приклад 10.3.** Розрахувати величину оперативного та навантажувального резервів потужності для ОЕС, розглянутої в прикладах 10.1 і 10.2. Порівняти величини різних видів резервів.

*Розв'язання.* За даними табл. 1-.3 і табл. 10.4  $P_{H \max} = 52800$  МВт;

$R_a = 4740,6$  МВт;  $P_a = 2312,3$  МВт.

Далі обчислюємо

$$R_H = 0,01 \cdot 52800 + 1,26 \sqrt{52800} = 818 \text{ МВт};$$

$$\sigma_H = 4 \sqrt{52800} = 919,2;$$

$$\sigma = \sqrt{0,145(4740,6 - 2312,3 + 0,125 \cdot 52800)^2 + 919,2^2} = 3558,6;$$

$$R_o = 2312,3 + 2,65 \cdot 3558,6 - 0,125 \cdot 52800 = 5142,59 \text{ МВт}.$$

Дані обчислень показують, що оперативний резерв більший від аварійного та навантажувального зокрема, але менший від їх суми.

**Визначення величини резерву потужності для енергооб'єднання.**

Розглянута вище методика визначення величини резерву активної потужності справедлива для концентрованих ізольовано працюючих ЕЕС (РЕС, ОЕС), які не отримують допомоги від інших ЕЕС у разі порушення балансів потужності. Якщо РЕС чи ОЕС отримують в аварійних умовах допомогу потужністю від інших систем, то величина резерву в них може бути знижена. Це одна з основних переваг електроенергооб'єднань. Зниження резерву є наслідком можливостей взаємного резервування об'єднаних систем і відбувається за рахунок зменшення необхідної величини аварійного резерву потужності для малозмінного навантажувального та практично незмінного ремонтного резерву. Тому надалі говоритимемо про зниження лише оперативного резерву. Особливо істотним відносно зниження оперативного резерву є під час об'єднання ЕЕС невеликої потужності.

Повнота реалізації ефекту зниження резерву потужності під час об'єднання ЕЕС залежить від пропускної здатності міжсистемних зв'язків. Для дуже слабких зв'язків оперативний резерв об'єднання дорівнює сумі необхідних резервів ізольовано працюючих систем. За необмеженої пропускної здатності зв'язків резерв об'єднання розраховується як для концентрованих ізольовано працюючих ЕЕС. Максимально можливе зниження резерву – це різниця між сумою резервів ЕЕС у разі їх ізольованої роботи та резервом за умови їх повного об'єднання.

Підвищуючи пропускну здатність зв'язків, можна збільшити потоки резервної потужності між ЕЕС і зменшити резерви електроенергооб'єднання. Але при цьому зменшення затрат на резерви  $Z_{рез}$  супроводжується зростанням затрат на підвищення пропускну здатності зв'язків  $Z_{зв}$ . Можливості зниження резерву енергооб'єднання залежать від співвідношення цих затрат (рис. 10.4). На стадії керування розвитком енергооб'єднання досягають оптимального зниження резерву потужності. При цьому оптимальне значення коефіцієнта зниження  $K_{зн}$  оперативного резерву загалом по енергооб'єднанню становить приблизно 0,9.

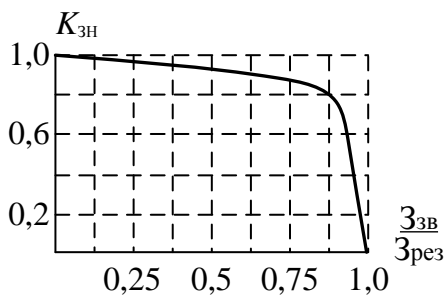


Рис. 10.4. Зниження оперативного резерву енергооб'єднання

Розподіл зниження резерву між ЕЕС в електроенергооб'єднанні залежить від характеру зв'язків кожної ЕЕС з іншими системами та умов формування балансів потужності в них. Методику визначення резервів потужності ЕЕС, зв'язаних слабкими зв'язками, та всі інші питання вибору та використання резервів потужності детально розглянуто в [28].

### 10.3. Забезпечення стійкоздатності енергооб'єднань посиленням міжсистемних зв'язків

Міжсистемні зв'язки, які споруджуються чи реконструюються, в енергооб'єднаннях повинні мати достатню пропускну здатність, спроможну забезпечувати прийнятну частоту власних аварійних вимикань. Визначення рівня пропускну здатності міжсистемного зв'язку є оптимізаційною задачею. Оптимізація виконується за критерієм мінімуму зведених витрат. Враховується, що зі збільшенням пропускну здатності зв'язку зростають капіталовкладення в нього, але одночасно знижуються збитки, заподіювані аварійними вимиканнями зв'язку внаслідок підвищення рівня його стійкоздатності (розділ 9, п. 9.3).

У практиці проектування поставлена задача розв'язується як нормативна, враховуючи задані норми на коефіцієнт запасу статичної стійкості  $K_p$ .



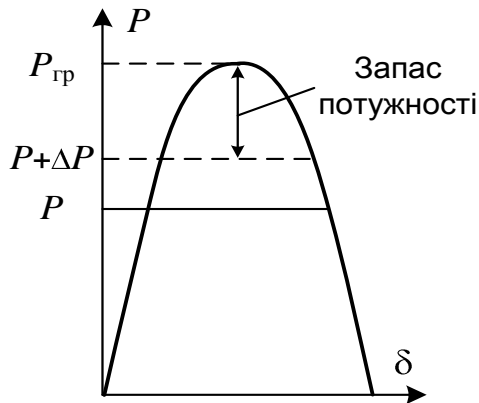


Рис. 10.5. Границя стійкості міжсистемного зв'язку

Пропускна здатність зв'язку, тобто границя його стійкості  $P_{гр}$  повинна бути більшою від суми регулярного  $P$  та усередненого нерегулярного  $\Delta P$  перетоків потужності по зв'язку (рис. 10.5) настільки, щоб забезпечувалося нормативне значення коефіцієнта  $K_p$ . Для нормальних умов роботи системи воно нормується на рівні 20 %. Тобто,

$$K_p = (P_{гр} - P - \Delta P) / (P + \Delta P) \geq 0,2. \quad (10.19)$$

За формулою (10.19) визначають  $P_{гр}$ , тобто встановлюють необхідну пропускну здатність зв'язку, якщо оцінено величини регулярного та нерегулярного перетоків. Вона справедлива не тільки для окремих зв'язків, а й для сукупності зв'язків будь-якого перерізу енергооб'єднання.

Значення  $\Delta P$  в умовах експлуатації встановлюється за даними вимірювань, а на стадії проектування розраховується наближено за формулою

$$\Delta P = K \sqrt{P_{н1} P_{н2} / (P_{н1} + P_{н2})}, \quad (10.20)$$

де  $P_{н1}, P_{н2}$  — потужності навантажень кожної з двох частин ЕЕС, сполучених міжсистемним зв'язком чи сукупністю зв'язків перерізу;  $K$  — коефіцієнт,  $\text{МВт}^{1/2}$ . ( $K = 0,75$  за автоматичного регулювання перетоків;  $K = 1,5$  за відсутності автоматичного регулювання).

Величина  $P$  регулярного перетоку встановлюється залежно від умов роботи об'єднання. Розрізняють розрахунковий тривалий і розрахунковий максимальний переток.

Розрахунковий тривалий перетік потужності зв'язком виникає в режимах роботи ЕЕС, що характеризуються нормальними умовами перебування основного устаткування ЕС у плановому та післяаварійному ремонтах. Розрахунковий максимальний перетік потужності зв'язком існує в режимах роботи ЕЕС, що характеризуються обтяженими умовами перебування основного устаткування ЕС у плановому та післяаварійному ремонтах.



Розрахункові тривалі перетоки встановлюють за балансовими перетокami, які існують між частинами ЕЕС у зв'язках заданого перерізу. Для визначення балансових перетоків потужності розрахункову схему ЕЕС подають сукупністю вузлів, сполучених системоутвірними зв'язками. Вузли – це концентровані електроенергосистеми або їхні частини, в яких відсутні обмеження на перетоки потужностей. У процесі обчислення балансових перетоків послідовно аналізують баланси потужностей тих частин ЕЕС, на які вона розділилася перерізом. Розглядають перерізи, до яких входить зв'язок, що проектується чи реконструюється.

Нехай переріз розділив ЕЕС на дві частини, одна з яких є вузлом. У цьому випадку балансовий потік ділянками мережі, що зв'язують цей вузол з ЕЕС, визначають з виразу

$$P_{\text{бал}} = P_{\text{н max}} - (P_{\text{ЕС}} - R), \quad (10.21)$$

де  $P_{\text{н max}}$  – максимум навантаження вузла;  $P_{\text{ЕС}}$  – наявна потужність ЕС у цьому вузлі;  $R$  – сумарний резерв потужності, розміщений на ЕС цього вузла.

Наявну потужність ЕС вузла приймають за нормальних умов перебування основного устаткування станцій у плановому та післяаварійному ремонтах, тобто коли під час планових ремонтів генерувальних агрегатів ЕС згідно з графіком окремі з діючих агрегатів відмовляють.

Резерв потужності  $R$  у вузлі приймають таким, щоб його значення було не меншим від суми резервів для планового та аварійного ремонтів в обсязі аварійно вимкненої потужності (табл. 10.4). Резерв понад мінімально необхідне значення розподіляють між вузлами, враховуючи мінімум сумарних витрат на резервування.

Балансові перетоки визначають у таких режимах роботи ЕЕС, у яких вони найбільші. Максимуми балансових перетоків можуть виникати в такі часові проміжки:

- години річного максимуму навантаження ЕЕС;
- години суміщеного річного максимуму навантаження ЕЕС;
- години нічної западини навантаження;
- близькопікові години, коли навантаження ще мало відрізняється від максимального, а участь пікових ЕС у його покритті вже різко знижена;
- години літнього періоду, коли участь ГЕС у покритті навантаження обмежена вимогами іригації та судноплавства.

Розрахункові тривалі перетоки – це балансові перетоки, збільшені на деяку величину, зумовлену непередбаченими відхиленнями балансів потужності вузлів від прогнозованих

$$P_{p.tr} = \sqrt{P_{бал}^2 + \sigma_n^2}, \quad (10.22)$$

де  $\sigma_n$  – середньоквадратичне відхилення навантаження меншої з розділених на двоє частин ЕЕС, яке визначають за (10.18).

Розрахункові максимальні перетоки визначають також через балансові перетоки шляхом додавання до них додаткових перетоків, що виникають під час використання резервів потужності, розміщених в одних вузлах ЕЕС, для покриття навантаження споживачів інших вузлів, коли в післяаварійному ремонті перебуває максимальна розрахункова кількість агрегатів ЕС цих вузлів.

Значення розрахункового максимального перетоку в міжсистемних зв'язках перерізу ЕЕС можна визначити з виразу

$$P_{p.max} = \pm P_{бал} + 1,2R'_0 - R''_0, \quad (10.23)$$

де  $R'_0$  – розрахунковий оперативний резерв у вузлі (частині ЕЕС), потрібний в умовах його ізолюваної роботи;  $R''_0$  – частина оперативного резерву, розміщеного в цьому вузлі (частині ЕЕС).

Вираз (10.23) з урахуванням (10.21) можна записати у вигляді

$$P_{p.max} = 1,2R'_0 - (P_{ЕС} - P_{n.max} - R_p), \quad (10.24)$$

де  $R_p$  – повний ремонтний резерв вузла (частини ЕЕС).

Для визначення максимального розрахункового перетоку міжсистемних зв'язків перерізу ЕЕС до уваги беруть розрахункові аварійні ситуації в частинах системи по обидва боки від перерізу. Розрахунковий оперативний резерв у кожній з частин ЕЕС визначають, як у п. 8.2.

Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж напругою 35 кВ і вище [8] рекомендують визначати  $P_{p.max}$  за формулою

$$P_{p.max} = P_{бал} + 2P_0 = 2P_0 - (P_{ЕС} - P_{n.max} - R), \quad (10.25)$$

де  $P_0$  – потужність найбільшого агрегату в ЕЕС.

Згідно з чинними нормативними документами, пропускна здатність ліній кожного перерізу ЕЕС має задовольняти такі вимоги:

- передавання розрахункових тривалих перетоків повинно забезпечуватися для нормативних запасів статичної стійкості  $K_p = 20\%$  та нормативної якості електроенергії у разі вимикання будь-якої лінії (під час одночасного аварійного вимикання другої лінії допускається зниження запасу стійкості до 8 %);

- передавання розрахункових максимальних перетоків повинно забезпечуватися для нормативних запасів статичної стійкості  $K_p = 20\%$  та нормативної якості електроенергії у випадку повної схеми мережі (під час аварійного вимикання будь-якої лінії перерізу допускається зниження запасу стійкості до 8 %, а в разі вимкнення двох чи більше ліній допускається обмеження пересилання потужності засобами ПАА).

Наведені вимоги з урахуванням (10.19) дають змогу для визначення необхідної з умов надійності пропускної здатності зв'язків будь-якого перерізу ЕЕС записати такі розрахункові формули:

– для повної схеми мережі

$$P_{гр} = 1,2 P_{р\ max} + \Delta P ; \quad (10.26)$$

– після вимикання однієї лінії

$$P_{гр} = \left\{ \begin{array}{l} 1,2 P_{р\ тр} + \Delta P \\ 1,08 P_{р\ max} + \Delta P \end{array} \right\}_{\max}; \quad (10.27)$$

– після вимикання двох ліній

$$P_{гр} = 1,08 P_{р\ тр} + \Delta P . \quad (10.28)$$

Нормами технологічного проектування електроенергетичних систем та електричних мереж напругою 35 кВ і вище [8] задається мінімально необхідна пропускна здатність міжсистемних зв'язків у перерізах, що ділять ЕЕС на дві частини. Якщо отримана шляхом обчислень розрахункового тривалого та розрахункового максимального перетоків пропускна здатність виявиться меншою від мінімально необхідної, то за основу слід взяти мінімально необхідну пропускну здатність.

#### **10.4. Підвищення живучості енергооб'єднань засобами протиаварійної автоматики**

Системи автоматичного протиаварійного вимикання (АПАК) є ефективним засобом відвернення та припинення розвитку аварій, а отже, ефективним засобом забезпечення живучості ЕЕС та енергооб'єднань. На стадії керування розвитком ЕЕС велику увагу приділяють розробленню принципів реалізації системи АПАК, вибору конкретних видів ПАА, впровадженню удосконалених засобів на сучасній елементній базі.

Для конкретної ЕЕС система АПАК може бути реалізована в різних варіантах, що відрізняються видами використовуваної автоматики, характером чи дозами керівних діянь на режими та схему ЕЕС.

Керівні діяння засобів АПАК на режими та схеми ЕЕС залежать від характеру порушень у системі. Найширший спектр керівних діянь реалізується засобами ПАА під час порушень балансів потужності в ЕЕС.

У разі виникнення дефіцитів активної потужності засобами ПАА можуть реалізуватися такі керівні діяння:

- мобілізація обертового резерву;
- форсування потужності парових турбін;
- автоматичний пуск резервних гідрогенераторів;
- пуск газотурбінних установок;
- переведення ГАЕС у режим генерування потужності;
- вимикання навантаження пристроями АЧР і САВН;
- форсування режиму передач і вставок постійного струму.

У разі виникнення надлишків активної потужності кількість можливих керівних діянь на режим і схему ЕЕС також достатньо велика. До них належать:

- імпульсне розвантаження турбін;
- обмеження потужності турбін;
- вимикання гідрогенераторів;
- переведення ГАЕС у насосний режим;
- вимикання газотурбінних агрегатів;
- скидання потужності енергоблоків ТЕС до нижньої межі

регулювального діапазону;

- вимикання турбогенераторів з переведенням на живлення власних потреб.

Конкретні засоби ПАА реалізують окремі з названих керівних діянь або їх різні поєднання залежно від характеру аварійних режимів у цій ЕЕС, технічної пристосованості агрегатів ЕС до реалізації діянь, характеристик маневреності та мобільності устаткування ЕС, особливостей структури ЕМ тощо.

На стадії керування розвитком аналізують різні варіанти реалізації АПАК. Основна вимога, яка ставиться до них – це ефективність функціонування. Ефективними слід вважати варіанти, які забезпечують результативне відвернення та припинення розвитку аварій та мінімум вимикань споживачів. Впроваджувати необхідно оптимальний варіант. Оптимізується система АПАК за критерієм максимуму ефективності та передбачає знаходження екстремуму деякого функціоналу, який сукупно з іншими чинниками враховує показники надійності енергооб'єднання.

У такому плані вирішується, наприклад, питання, якого обсягу навантаження споживачів повинно контролюватися засобами САВН. Коефіцієнт ефективності САВН визначається як відношення недовідпущеної споживачам електроенергії в разі відсутності в системі САВН за рахунок вимкнення навантаження  $P_{\text{АЧР}}$  пристроями АЧР до недовідпущеної споживачам електроенергії в разі наявності в системі САВН за рахунок вимкнення навантаження  $P'_{\text{АЧР}}$  і  $P_{\text{САВН}}$  пристроями сумісно, тобто

$$K_{\text{САВН}} = P_{\text{АЧР}} t_{\text{АЧР}} / (P'_{\text{АЧР}} t'_{\text{АЧР}} + P_{\text{САВН}} t_{\text{САВН}}), \quad (10.29)$$

де  $t_{\text{АЧР}}, t_{\text{САВН}}$  – середній час перерви електропостачання споживачів внаслідок дії АЧР і САВН, відповідно  $t_{\text{САВН}} < t_{\text{АЧР}}$ .

Ефективність САВН зростає в разі збільшення  $K_{\text{САВН}}$  від одиниці до деякого максимуму. Відвертаючи втрату стійкості та зменшуючи кількість випадків поділу об'єднання з подальшою роботою АЧР, пристрої САВН позитивно впливають на результуючі показники надійності. Після перевищення значенням  $P_{\text{САВН}}$  деякого оптимуму  $K_{\text{САВН}} = \max$  ефективність САВН починає зменшуватися.

У загальному випадку функціонал, мінімум якого є критерієм оптимальності системи АПАК, формується зі середніх значень показників надійності, що враховують сумарні збитки споживачів для характерних в електроенергооб'єднаннях видів аварій. Загальний вираз функціоналу  $\Phi$  згідно з [24] записується у вигляді

$$\Phi = \sum_i \sum_j \left[ H_0 \Delta P_{nij} t + H_{01} \Delta P_{n1ij} + \Delta P_{n1\text{ дод } ij} p_{1ij} t_1 + H_{02} \Delta P_{n2ij} p_{2ij} t_2 \right] p_i q_j, \quad (10.30)$$

де  $i, j$  – номери відповідно розрахункових режимів й аварійних збурень, що виникали в об'єднанні протягом року;  $\Delta P_{nij}$  – потужність навантаження, яку вимикають для відвернення втрати стійкості;  $\Delta P_{n1ij}$  – потужність навантаження, яку вимикають пристрої АЧР після поділу об'єднання на дві частини;  $\Delta P_{n1\text{ дод } ij}$  – потужність навантаження, яку додатково вимикають під час асинхронного ходу або в результаті місцевих порушень стійкості після поділу об'єднання на дві частини;  $\Delta P_{n2ij}$  – обсяги вимкнень навантаження в разі каскадного розвитку аварії;  $H_0, H_{01}, H_{02}$  – питомі збитки, що відповідають різним етапам розвитку аварії;  $t, t_1, t_2$  – середньостатистичні значення тривалості вимикання споживачів на різних етапах розвитку аварії;  $p_{1ij} \approx 0,03$  – імовірність відмови засобів АПАК, яка призводить до втрати стійкості;  $p_{2ij}$  – імовірність вторинної відмови, тобто неефективності дії автоматики та оперативного персоналу в період ліквідації асинхронного режиму, яка призводить до каскадного розвитку аварії;  $p_i, q_j$  – відносні тривалості (імовірності) існування  $i$ -го режиму та ймовірність виникнення  $j$ -го аварійного збурення.

Розв'язання задачі оптимізації системи АПАК зводиться у такий спосіб до розроблення варіантів її реалізації, які відрізняються видами керівних діянь або алгоритмами їх дозування, до подальшого обчислення значень  $\Phi$  для всіх варіантів і до вибору оптимального варіанта за критерієм мінімуму функціоналу. Практичну необхідність оптимізації системи АПАК можна обґрунтувати таким простим прикладом, розглянутим у [24].

Дві концентровані підсистеми I і II зображеного на рис. 10.6 енергооб'єднання працюють паралельно через міжсистемний зв'язок з проміжним відбором потужності  $P_v$ . Потужності генерування  $P_r$  та резерву  $P_p$  кожної з підсистем незмінні, а потужність перетоку змінюється тільки за рахунок зміни потужностей навантаження  $P_n$  обох підсистем. Задано  $I$  характерних режимів міжсистемного зв'язку у вигляді ступінчастого графіка потужності за тривалістю навантаження. Необхідно розробити систему автоматичного відвернення втрати стійкості (АВВС) міжсистемного зв'язку.

Найважчими аварійними збуреннями з погляду збереження стійкості міжсистемного зв'язку в цьому випадку є КЗ з вимиканням відповідних ділянок ЛЕП, що визначає кількість розрахункових аварійних збурень  $J = 3$ .

Основними керівними діями на аварійні режими для збереження стійкості міжсистемного зв'язку в об'єднанні рис. 10.6 є АПВ ділянок ЛЕП, швидкодійне вимикання навантаження (ВН) у приймальній підсистемі, вимикання генераторів (ВГ) у передавальній підсистемі і АЧР.

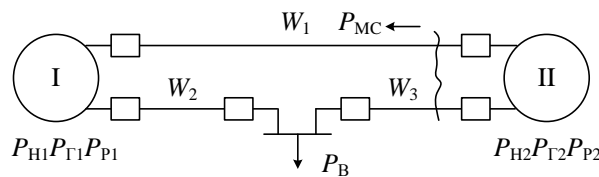


Рис. 10.6. Об'єднання двох ЕЕС

Наявність АПВ, його відсутність, особливості реалізації впливають на динамічну стійкість зв'язку. Тому, крім основних керівних дій, доцільно розглянути зміну дозування ВГ та ВН у паузі АПВ і в разі його неуспішності. Уведення різних ступенів дозування основних керівних дій дає змогу сформувати 6 варіантів системи АВВС:

Варіант	1	2	3	4	5	6
Керівні дії	ВГ+АЧР	ВГ+ВН	ВГ+АЧР	ВГ+ВН	ВГ+АЧР	ВГ+ВН
Додаткові заходи	Без АПВ		Зміна дозування в разі неуспішного АПВ		Зміна дозування під час паузи АПВ	

Для відзначених  $I$  характерних режимів та  $J$  аварійних збурень розраховують значення вимкнених потужностей навантаження для різних етапів ліквідації аварій, встановлюють час перерв електропостачання споживачів і за формулою (6.30) обчислюють значення функціоналу  $\Phi$  для кожного варіанта виконання АВВС. Виконані в [24] розрахунки показали зниження функціоналу  $\Phi$  у такому порядку номерів варіантів: 5, 2, 6, 4, 1, 3. Найвищі показники надійності роботи міжсистемного зв'язку у такий спосіб забезпечує третій варіант АВВС.



Функціонал  $\Phi$  для обґрунтування вибору робочого варіанта системи АПАК слід використовувати обережно, оскільки його значення обчислюється наближено через неточність визначення потужностей споживачів, які вимикаються на різних етапах аварії. Якщо значення  $\Delta P_{nij}$  встановлюється достатньо точно в усіх випадках, то потужність  $\Delta P_{nij}$  порівняно легко визначається лише за умови збереження стійкості в розділених підсистемах. Визначити ж величину  $\Delta P_{n2ij}$  проблематично. Певний ступінь довіри можуть мати лише статистичні дані та експертні оцінки.

### **10.5. Підвищення надійності енергооб'єднань посиленням їх режимної керованості**

В енергооб'єднаннях підвищення економічності досягається переважно за рахунок зменшення різних резервів та запасів, інтенсивнішого використання устаткування. Економічно вигідно встановлювати високоекономічні енергоблоки 1000 МВт і більше на АЕС, 500 і 800 МВт на КЕС, будувати надпотужні електропередачі 750 кВ, знижувати резерви потужності в електроенергооб'єднаннях, посилюючи взаємообмін потужностей між електроенергосистемами. Проте такий спосіб забезпечення економічності на певному етапі розвитку об'єднання починає суперечити вимогам режимної керованості та надійності.

За таких умов системам керування стає важко протидіяти виходу ЕЕС з нормального режиму під час стаціонарних збурень та виконувати ефективне повернення ЕЕС до нормального режиму від аварійних режимів, що виникли внаслідок різноманітних нестационарних збурень.

Режимну керованість ЕЕС можна трактувати як її властивість за допомогою засобів керування надійно підтримувати нормальні режими в їх повному спектрі, сприяти локалізації аварійних режимів, їх швидкому переведенню у безпечні післяаварійні режими та подальшій нормалізації. Формально режимна керованість ЕЕС – це їх здатність за допомогою засобів керування утримувати свої параметри  $\bar{x}$  в області допустимих значень  $D(\bar{x})$ .



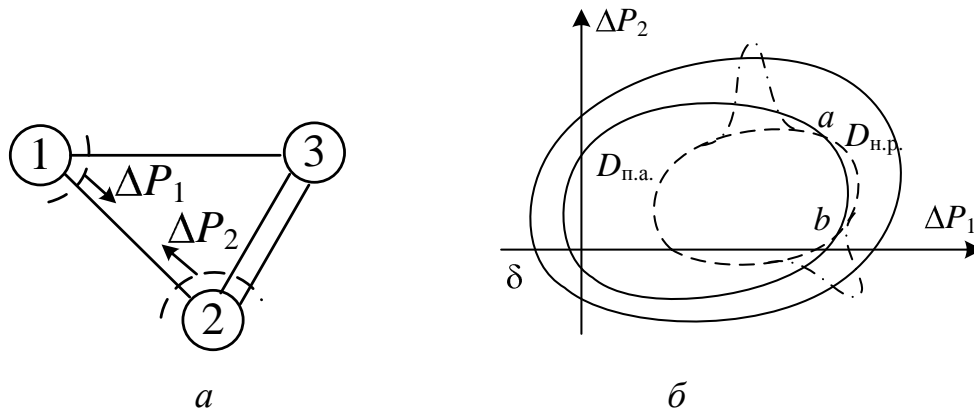


Рис. 10.7. Структурна схема системи (а) та області допустимих значень її режимних параметрів (б)

Розглянемо об'єднання трьох електроенергосистем, структурну схему якого зображено на рис. 10.7, а. З погляду збереження статичної стійкості визначальними параметрами такого об'єднання можна вважати потужності небалансів  $\Delta P_1$  і  $\Delta P_2$  вузлів 1 і 2, допустима область яких для нормального режиму  $D_{н.р}$  та післяаварійного режиму  $D_{н.а}$  (вимикання однієї з двох ліній між вузлами 2 і 3) зображена на рис. 10.7, б.

Параметри  $\Delta P_1$  і  $\Delta P_2$  мають деяку траєкторію руху (штрихова замкнута лінія), пов'язану зі стаціонарною зміною режиму об'єднання внаслідок зміни навантаження споживачів або завантаженості станцій, роботи систем керування тощо. У цьому випадку траєкторія руху перебуває в середині області  $D_{н.р}$  і на відрізку  $a-b$  виходить за межі області  $D_{н.а}$ . Це означає, що в стаціонарних умовах роботи під час виникнення післяаварійного режиму на відрізку  $a-b$  зміни визначальних параметрів об'єднання переходить у частково непрацездатний стан з вимиканням частини навантаження, щоб зберегти статичну стійкість. Для усунення загрози порушення статичної стійкості в післяаварійному режимі потрібно деформувати або траєкторію руху, або допустиму область параметрів, щоб вони не перетиналися.

У нестационарних умовах роботи об'єднання (КЗ, хибна робота РЗА, помилки персоналу) на регулярну траєкторію руху накладаються нерегулярні відхилення значень режимних параметрів, які на рис. 10.7, б показані штрихпунктирними лініями у вигляді одиничних викидів.

Режимна керованість ЕЕС має бути такою, щоб вихід з нормального режиму в разі стаціонарних збурень, а також ВРДО в разі нестаціонарних збурень супроводжувалися мінімальними обсягами вимикань навантаження, тобто щоб забезпечувалася достатня надійність роботи електроенергооб'єднання.

Необхідний рівень режимної керованості закладають ще на стадії планування та проектування розвитку ЕЕС, коли встановлюють структуру генерувальної потужності, пропускну здатність ланок системотвірної мережі, величину та мобільність оперативного резерву потужності, розробляють ефективні регулювальні установки та системи керування режимами.

На сучасному ж етапі рівень режимної керованості ОЕС багатьох держав бувшого СРСР, включаючи ОЕС України, недостатній.

Недостатня також пропускну здатність міжсистемних зв'язків ОЕС зазначених країн. Малі значення коефіцієнтів жорсткості міжсистемних зв'язків зумовлюють низький рівень режимної керованості ОЕС, бо не дають змоги після втрати генерувальних агрегатів підтримувати баланси потужності в енергооб'єднаннях без вимкнень навантаження. На режимну керованість енергооб'єднань впливає також пропускну здатність схем видачі потужності від ЕС та внутрішніх зв'язків, паралельних до потужних магістральних ліній електропередачі. Ці ланки системотвірної мережі визначально впливають на області допустимих значень режимних параметрів у ремонтних та після-аварійних режимах.

Підвищення рівня режимної керованості ЕЕС за рахунок зміни структури генерувальних потужностей та підвищення пропускну здатності ланок системотвірної мережі вимагає значних коштів. Тому більшу увагу потрібно приділяти маловитратним заходам.

В енергооб'єднаннях слід забезпечувати мобільний і достатній за величиною оперативний резерв потужності, здатний швидко компенсувати дефіцити потужності та звузити траєкторії небалансів. Необхідно впроваджувати регульовані ДРП та інші ефективні регулювальні установки зі збільшеними діапазонами, підвищеною швидкістю зміни та зменшеною дискретністю регульованих параметрів. Потрібно впроваджувати вдосконалені системи керування.

Підвищити рівень режимної керованості ЕЕС можна також впровадженням керованого навантаження. Споживачі, які регулюванням змінності роботи за рахунок складування продукції можуть працювати з обмеженим електроспоживанням у години максимуму, є по суті керованим навантаженням, тобто елементами електроенергосистеми. Вони вирівнюють графік навантаження та створюють кращі умови для керування режимами. Створення керованого навантаження рівнозначне збільшенню резервів потужності ЕЕС, якого досягають за рахунок промислових підприємств.

Узагальнюючи все зазначене, можна сформулювати рекомендації для формування заходів, спрямованих на посилення режимної керованості енергооб'єднань, а тим самим і на підвищення надійності їхньої роботи.

У підсистемі генерування електроенергії можна рекомендувати такі заходи:

- підвищення маневреності генерувального устаткування (збільшення частки ГЕС, ГАЕС, ГТЕС, напівбазових блоків, впровадження накопичувачів електроенергії);
- підвищення мобільності резервів потужності та збільшення частки ввімкненого резерву;
- створення систем автоматичного керування режимами генерування потужності.

У підсистемі передавання електроенергії:

- збільшення пропускної здатності та гнучкості системотвірної мережі;
- збільшення кількості та потужності регульованих ДРП;
- підвищення гнучкості міжсистемних зв'язків застосуванням комутаційних пунктів;
- ширше впровадження пристроїв поздовжньо-поперечного регулювання напруги та перетоків потужності;
- вдосконалення систем керування режимами передавання електроенергії.

У підсистемі приймання електроенергії:

- реалізація принципів керованого навантаження на окремих споживачах електроенергосистем;
- впровадження спеціальних систем керування навантаженням і споживанням електроенергії.

## **10.6. Нормативи надійності в задачах розвитку електроенергетичних систем**

На стадії керування розвитком ЕЕС поширене розв'язання оптимізаційних задач надійності. Розв'язання оптимізаційних задач допомагає формувати оптимальну структуру генерувальних потужностей та системотвірних мереж, встановлювати оптимальні резерви активної потужності та розподіляти їх між вузлами системи, виявляти оптимальну пропускну здатність міжсистемних та внутрішньосистемних міжвузлових зв'язків тощо. Підходи до розв'язання таких задач проілюстровано в попередніх параграфах. Проте розв'язання оптимізаційних задач важке і не завжди ефективне та точне внаслідок складності структури системи та процесів її функціонування, низької точності вхідної інформації, суб'єктивності оцінок проектувальників. Такі обставини змушують використовувати нормативи надійності.

Нормативний підхід на стадії керування розвитком ЕЕС доволі ефективний. Норми встановлюють експертним способом, враховуючи досвід експлуатації ЕЕС, тобто мають під собою обґрунтовану основу. Дотримання встановлених норм гарантує достатній рівень надійності електропостачання споживачів. Поступове вдосконалення норм сприяє наближенню надійності роботи ЕЕС до оптимального рівня.

На етапі проектування розвитку ЕЕС нормативами надійності охоплюють:

- структуру схеми (схема ЕЕС та її підсистем, пропускну здатність зв'язків);
- засоби забезпечення надійності (величина та структура резервів, характеристики системи керування режимами);
- елементи (електроустановки) системи (показники їх надійності);
- умови живлення споживачів (схеми електропостачання, показники надійності живлення).

Розрізняють два способи нормування надійності:

- пряме нормування значень показників надійності;
- опосередковане нормування надійності у вигляді нормативних вимог до ЕЕС та її підсистем.

Обидва способи нормування мають одну мету – забезпечити рівень надійності електропостачання споживачів, близький до оптимального. Більше використовується опосередковане нормування, яке забезпечує простоту проектних розрахунків з достатньою точністю.

На стадії керування розвитком ЕЕС враховують нормативні вимоги, що зафіксовані у Нормативах технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище [8]. Цим документом нормуються резерви активної потужності в ЕЕС, пропускна здатність міжсистемних зв'язків, запаси статичної та динамічної стійкості паралельної роботи частин ЕЕС, умови електропостачання вузлів навантаження ЕЕС, вимоги до схем видачі потужності ЕС тощо. Зокрема, у [8] наведено такі нормативні вимоги до резервів активної потужності:

- резерв для поточного ремонту – від 4,0 до 5,0 %;
- аварійний резерв – від 4,0 до 5,0 %;
- оперативний резерв – 10 %;
- сумарний розрахунковий резерв – 15 %.

Якщо величину резерву (аварійного) встановлюють на основі оптимізаційних розрахунків, то при цьому згідно [8] слід використовувати такі значення показників надійності (коефіцієнта вимушеного простою) основного устаткування ЕС:

- ГЕС (ГАЕС) – 0,005;
- ТЕС з поперечними зв'язками та ГТЕС – 0,02;
- блоки КЕС потужністю 150–200 МВт – 0,045;  
250–300 МВт – 0,055;  
800 МВт – 0,07;
- блоки АЕС потужністю 440 МВт – 0,055;  
1000 МВт – 0,075.

Вимоги до пропускної здатності зв'язків між частинами ЕЕС сформульовано вище в п. 10.3. Там же викладено методику визначення пропускної здатності зв'язків з урахуванням значень розрахункових максимального та тривалого перетоків потужності та вимог до запасів статичної стійкості. У [8] нормується мінімальне значення пропускної здатності та максимальне значення балансового перетоку потужності в перерізі між об'єднуваними частинами ЕЕС у відсотках від максимуму навантаження меншої з частин:

Потужність меншої з частин ОЕС, ГВт	10	25	50	100	$\geq 150$
Балансовий потік потужності, %	5,0	3,0	2,0	1,5	1,5
Пропускна здатність перерізу, %	15,0	9,0	6,0	3,5	3,0

Запаси статичної стійкості в ЕЕС оцінюють коефіцієнтом запасу, а запаси динамічної стійкості – її збереженням під час діянь розрахункових збурень. Нормовані значення коефіцієнтів запасу статичної стійкості для нормальних умов роботи, а також для обтяжених і вимушених перетоків потужності між-системними зв'язками наведено у [9]. Там же наведено перелік розрахункових збурень, за яких ЕЕС повинна зберігати динамічну стійкість з урахуванням наявності та відсутності засобів ПАА. Цим нормативним документом передбачено обов'язковість виконання всіх зафіксованих у ньому вимог під час проектування розвитку ЕЕС та керування їх режимами (розділ 11, п. 11.2), оскільки порушення стійкості в неконцентрованих ЕЕС є основним видом аварій у них.

Під час проектування схем ЕМ враховують нормативні вимоги до електропостачання вузлів навантаження ЕЕС. Рівень розрахункової надійності електропостачання вузла повинен бути не нижчим за 0,996. Необхідно враховувати умови живлення вузлів навантаження ЕЕС під час накладання аварійного вимикання одного елемента мережі на плановий ремонт іншого.

У процесі реалізації ремонтної схеми мережі тимчасово допускається неповне резервування окремих вузлів, дефіцит потужності яких у ремонтному режимі становить не більше 25 % максимуму навантаження вузла і не перевищує 400 МВт для вузла, що живиться від мережі 750 кВ; 250 МВт – 500 кВ; 150 МВт – 330 кВ і 50 МВт – 220 кВ за умови збереження електропостачання відповідальних споживачів.

Схеми ЕМ 35-750 кВ повинні забезпечувати живлення всіх ПС без обмеження навантаження з дотриманням нормативних показників якості електроенергії після вимкнення будь-якої лінії чи трансформатора (критерій  $n-1$ ). Для задоволення вимог критерію ( $n-1$ ) у кожному регіоні електричну мережу доцільно розвивати з резервною структурою, за якої від кожного вузла відходить декілька віток. Така мережа забезпечує надійне електропостачання великих вузлів навантаження та міст, а також надійну видачу потужності від джерел живлення ЕС.

Нормативні вимоги до проектування схем ЕМ часто подають в опосередкованій формі у вигляді певних обмежень. Ці обмеження охоплюють, наприклад, кількість електропередач, що проходять по одній трасі; кількість електропередач та кіл, що живлять ПС; кількість ПС, що приєднуються до одно- та двоколових ЛЕП; схеми таких приєднань тощо.

Нормами технологічного проектування електростанцій встановлено нормативні вимоги до схем видачі потужності ЕС. Найжорсткішими є вимоги до надійності схем видачі потужності АЕС. Схема приєднання АЕС до ЕЕС повинна забезпечувати в нормальних режимах на всіх стадіях її спорудження видачу повної потужності АЕС та збереження стійкості паралельної роботи з системою без діяння засобів ПАА після вимкнення будь-якої підхідної лінії чи трансформатора зв'язку. У ремонтних режимах, а також під час відмов вимикачів, пристроїв релейного захисту тощо допускається забезпечення стійкості роботи АЕС за рахунок діянь ПАА на розвантаження АЕС. Для ТЕС і ГЕС ці вимоги менш жорсткі.

Нормування головних схем електричних з'єднань ЕС і ПС значною мірою рекомендаційне. Норми технологічного проектування рекомендують для ЕС:

- кількість номінальних напруг (генераторна, середня, вища);
- кількість генераторів і трансформаторів у блоці (один чи два генератори на один трансформатор);
- кількість автотрансформаторів зв'язку між шинами середньої та вищої номінальних напруг;
- кількість вимикачів у блоці тощо.

Для ПС 35–750 кВ нормують: кількість та потужність трансформаторів та автотрансформаторів; схеми РУ для вузлових, прохідних і тупикових ПС; схеми РУ залежно від номінальної напруги шин тощо.

Надійну роботу ЕЕС серед інших чинників забезпечують також резервами енергоресурсів. На ТЕС і АЕС створюють запаси палива, на ГЕС – запаси води у водосховищах. Так, для ТЕС, які проектують для роботи на кам'яному вугіллі чи сланцях, слід передбачати спорудження складів для палива об'ємом, що дорівнює, як правило, 30-ти добовим витратам. При цьому не враховується необхідність створення державних запасів.



У відповідних розділах ПУЕ розглядають основні принципові положення, що визначають підходи до нормування надійності електропостачання споживачів та вузлів навантаження, а також конкретизують вимоги до надійності електропостачання.

Принципове значення має введення до ПУЕ вимоги комплексного підходу до проектування систем зовнішнього та внутрішнього електропостачання споживачів. Ця вимога ПУЕ заклала основи дворівневого принципу нормування надійності систем електропостачання, згідно з яким окремо нормується надійність постачання електроприймачів споживачів енергії та надійність електропостачання вузлів навантаження ЕЕС, від яких живляться споживачі.

За цим положенням ПУЕ встановлено нормативні вимоги до надійності електропостачання вузлів навантаження. Як було зазначено вище, рівень розрахункової надійності електропостачання вузла має бути не нижчим за 0,996.

Електроприймачі за ступенем їх відповідальності розділено в ПУЕ на три категорії, і для кожної категорії встановлено умови резервування живлення. Крім того, зі складу приймачів першої категорії ПУЕ виділяють особливу групу електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою відвернення загрози життю людей, вибухів, пожеж та пошкоджень основного устаткування. Постачання електроприймачів особливої групи повинно виконуватися від трьох незалежних джерел живлення.

У ПУЕ визначено поняття незалежного джерела живлення. Незалежним джерелом живлення електроприймача чи групи електроприймачів вважається таке джерело, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих для післяаварійного режиму, у разі її зникнення на всіх інших джерелах живлення цих електроприймачів.

ПУЕ вимагають під час вирішення питань резервування систем електропостачання враховувати, крім робочих, ремонтні, аварійні та післяаварійні режими. При цьому припускають, що можливі порушення постачання електроприймачів через накладання аварійних вимикань на ремонтні режими та можливість виникнення післяаварійних режимів, які призводять до порушення електропостачання, будуть враховані, за ймовірністю виникнення таких режимів та їхніх можливих наслідків.

У ПУЕ також сформульовано вимогу враховувати можливість та доцільність технологічного резервування. Воно реалізується шляхом встановлення взаємно резервованих технологічних агрегатів або спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, що діють під час порушень електропостачання. Технологічне резервування має впроваджуватися, якщо резервування електропостачання не забезпечує неперервності технологічного процесу або недоцільне.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Стадія планування розвитку є надзвичайно важливою для ЕЕС з погляду покращення всього комплексу техніко-економічних показників.
2. З розвитком ЕЕС в них зростає кількість потужних агрегатів ЕС, ЛЕП, трансформаторів, аварійні пошкодження яких різко збурюють режими ЕЕС, що сприяє подальшому розвитку аварії.
3. Баланс потужності складається для годин річного максимуму навантаження ЕЕС і дає змогу встановити розрахункову величину необхідної встановленої потужності ЕС на заданому етапі розвитку системи.
4. Повнота реалізації ефекту зниження необхідної резервної потужності під час об'єднання ЕЕС залежить від пропускної здатності міжсистемних зв'язків.
5. Визначення рівня пропускної здатності міжсистемного зв'язку є оптимізаційною задачею.
6. В енергооб'єднаннях підвищення економічності досягається переважно за рахунок зменшення різних резервів та інтенсифікації використання устаткування.

### Треба вміти:

1. Визначати величину резервів потужностей ЕЕС та енергооб'єднань.
2. Записати та проаналізувати вираз для встановлення необхідної пропускної здатності зв'язку, тобто межу його стійкості.
3. Навести керівні діяння засобами протиаварійної автоматики у разі виникнення дефіцитів активної потужності.

4. Навести перелік питань нормування надійності, які враховуються на стадії проектування розвитку ЕЕС.

**Слід запам'ятати, що:**

1. На стадії планування розвитку ЕЕС має бути сформовано раціональну структуру генерувальної частини та систмотвірної мережі.

2. На формування структури потужностей генерувальної системи ЕЕС найбільше впливають енергоресурси.

3. Повний резерв активної потужності на ЕС дорівнює сумі ремонтного та оперативного резервів.

4. Визначення рівня пропускної здатності міжсистемного зв'язку є оптимізаційною задачею.

5. Системи протиаварійної автоматики є ефективним засобом відвернення та припинення розвитку аварії.

**Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Як враховують чинник надійності під час керування розвитком системи генерування потужності ЕЕС?

2. Викладіть методику визначення ремонтного резерву потужності ЕЕС.

3. Викладіть методику визначення аварійного, навантажувального й оперативного резерву потужності ЕЕС.

4. Як враховують чинник надійності для визначення пропускної здатності міжсистемних зв'язків?

5. Якими засобами підвищується живучість енергооб'єднань?

6. У чому полягають особливості підвищення надійності енергооб'єднань за рахунок посилення їх режимної керованості?

7. Дайте детальну характеристику нормативів надійності в задачах розвитку ЕЕС.

## **РОЗДІЛ 11**

### **ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ЕНЕРГООБ'ЄДНАНЬ НА СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

Надійність ЕЕС та їх елементів у реальних умовах експлуатації називають експлуатаційною надійністю. Реальні умови експлуатації передбачають:

- наявність певного рівня оперативно-диспетчерського та ремонтно-технічного обслуговування, яке передбачає різні заходи щодо запобігання відмовам;
- діяння зовнішніх та внутрішніх факторів, пов'язаних з особливостями середовища, кліматичними умовами, режимами роботи;
- певний рівень кваліфікації та виробничої дисципліни персоналу; певний ступінь досконалості пристроїв захисту, автоматики та систем керування;
- забезпеченість резервами потужності та запасами енергоресурсів; певний рівень структурного резервування тощо.

Якщо для забезпечення надійної роботи діючих електроустановок вирішальне значення має їх технічна експлуатація, то для забезпечення надійності функціонування ЕЕС найважливіше значення має раціональне керування режимами. Тому в умовах експлуатації питання забезпечення надійності ЕЕС вирішують на етапах планування режимів та безпосереднього керування нормальними й аварійними режимами.

Під час планування режимів з урахуванням вимог надійності розподіляють резерви активної потужності, розробляють надійну оперативну схему ЕЕС, встановлюють допустимі навантаження зв'язків, перевіряють запаси статичної та динамічної стійкості. Під час керування нормальними режимами неперервно контролюється надійність поточної роботи ЕЕС за умовами допустимості параметрів режиму та стійкості паралельної роботи, за узагальненими показниками надійності. Що ж стосується керування аварійними режимами, то тут весь арсенал засобів і методів спрямований на забезпечення надійності.

Слід також зауважити, що високих показників експлуатаційної надійності ЕЕС можна досягти лише за наявності досконалих засобів керування режимами та високої кваліфікації і дисципліни оперативно-диспетчерського персоналу.

### 11.1. Урахування вимог надійності під час планування енергетичних режимів

Щоб забезпечити подальше надійне функціонування ЕЕС, на етапі планування енергетичних режимів необхідно точно спрогнозувати навантаження та збалансувати режими, правильно спланувати ремонти та розподілити резерви. На основі надійнісного підходу розв'язують дві останні задачі.

**Загальні положення розподілу резервів активної потужності.** Розв'язання проблеми забезпечення надійності ЕЕС в умовах експлуатації пов'язане переважно з розробленням раціональної стратегії використання наявного резерву потужності для проведення планових ремонтів і для компенсації дефіцитів потужності, зумовлених відмовами генерувального устаткування та перевищеннями навантаженням прогнозованих його значень. Завдання найдоцільнішого використання резерву потужності в ЕЕС, яке при цьому ставиться, має три основні аспекти. Це, по-перше, розподіл повного резерву  $R$  між підсистемами; по-друге, його розподіл між ремонтною  $R_p$  та оперативною  $R_o$  складовими в середині підсистем і, по-третє, подальший розподіл оперативного резерву між його складовими за мобільністю.

Під час довготермінового планування режимів на територіальних рівнях електроенергосистем та електроенергооб'єднань оптимально з погляду надійності розподіляють наявний резерв активної потужності між підсистемами та між ремонтною й оперативною складовими в самих підсистемах, а також складають календарні графіки планових ремонтів основного енергетичного устаткування.

Під час короткотермінового планування режимів на територіальних рівнях електроенергосистем та електроенергооб'єднань розв'язують такі основні задачі розподілу резервів активної потужності:

- уточнення розподілу повного резерву потужності між підсистемами та між оперативною і ремонтною складовими в самих підсистемах;
- розподіл оперативного резерву кожної підсистеми між складовими з різною мобільністю;
- встановлення моментів пуску та зупинки генерувальних агрегатів, як у зв'язку з ремонтами, так і у зв'язку з формуванням структури оперативного резерву.

На етапі довготермінового планування розподіляють повний резерв потужності системи, тому що з завчасністю у рік, квартал і навіть місяць можна припустити, що практично все устаткування, яке на момент прийняття рішення перебуває в ремонті, до початку планованого періоду буде введено в роботу. На відміну від цього на етапі короткотермінового планування режимів оперативно-диспетчерський персонал може розпоряджатися лише експлуатаційним резервом, тобто частиною повного резерву, зменшеного на величину потужності, виведеної у консервацію, плановий та аварійний ремонти. Очевидно, що рішення про використання резерву потужності, сформовані на етапі довготермінового планування, тут повинні бути переглянуті та уточнені на основі інформації про стан устаткування, рівні енергопостачання та режими ЕЕС.

Більшість задач, пов'язаних з розподілом резервів активної потужності, незважаючи на їх тісний взаємозв'язок, розв'язують у практиці експлуатації ЕЕС переважно окремо та спрощено. Часто рішення приймають на основі досвіду експлуатації та інтуїції спеціалістів і для реалізації вибирають один з можливих варіантів, проте не найкращий для цих умов, що знижує рівень надійності електропостачання споживачів і призводить до економічних втрат. У зв'язку з цим у практику розподілу резервів потужності все більше впроваджують оптимізаційні методи.

**Розподіл повного резерву потужності між підсистемами ЕЕС і між його оперативною та ремонтною складовими.** Територіальне розміщення резерву активної потужності може бути довільним у концентрованих ЕЕС. Тут резерв завжди можна повністю використати, оскільки відсутні обмеження на пропускну здатність ліній мережі. Можливе підвищення втрат електроенергії в ЕМ під час використання резерву не впливає на його розміщення, бо сумарний час використання резерву малий порівняно з часом нормальної роботи. Резерв може бути розміщений в одній або кількох ЕС залежно від вимог до його структури та можливостей конкретних ЕС виділити необхідну резервну потужність.

У неконцентрованих ЕЕС територіальне розміщення повного резерву потужності не може бути довільним. Якщо весь резерв ЕЕС (вимкнені працездатні агрегати) зосередити в одній підсистемі об'єднання (рис. 11.1, *а*), то під час виникнення дефіциту потужності в іншій підсистемі на існуючий перетік  $P_{mc}$  накладеться резервна потужність, і міжсистемний зв'язок перевантажиться.

Частину агрегатів має бути вимкнено в кожній підсистемі (рис. 11.1, б), тобто повний резерв потужності ЕЕС має бути розподілено між їх підсистемами так, щоб у періоди використання резервів допустимі для міжсистемних зв'язків перетоки потужності не перевищувалися.

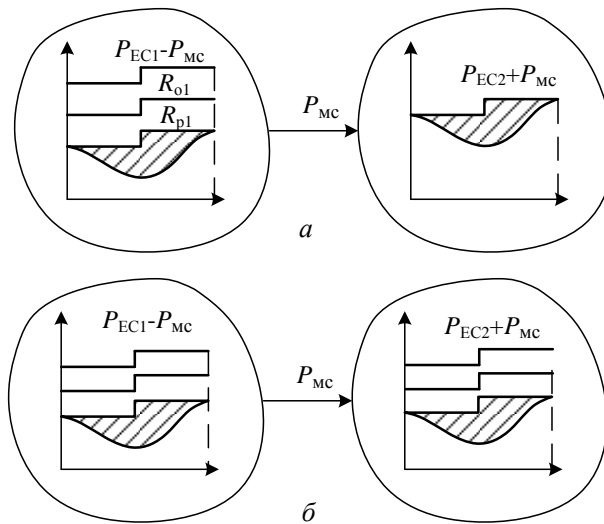


Рис. 11.1. Розподіл резервів потужності між підсистемами енергооб'єднання

У загальному випадку задача розподілу повного резерву потужності в неконцентрованих ЕЕС формулюється так. Задано схему системи, пропускну здатність міжсистемних зв'язків, умови проведення ремонтів для всього устаткування (періодичність, тривалість, обмеження), а також значення наявної потужності  $P_{ECij}$  станцій і навантаження  $P_{nij}$  споживачів у кожній  $i$ -й  $i = \overline{1, I}$  підсистемі та в кожному  $j$ -му  $j = \overline{1, J}$  інтервалі розрахункового періоду  $T$ . Шляхом встановлення (задавання) міжсистемних перетоків розподілити між підсистемами повний резерв потужності та для кожної підсистеми визначити величину оперативного  $R_{oij}$  та ремонтного  $R_{pij}$  резервів, враховуючи необхідність забезпечення в розрахунковому періоді  $T$  максимально можливого рівня надійності електропостачання споживачів.

Так, сформульована задача розподілу резервів має надзвичайно високу розмірність, внаслідок чого існуючими математичними методами й обчислювальними засобами вона реалізується зі значними труднощами. Тому під час планування режимів її розв'язують поетапно методом послідовних наближень, як показано на рис. 11.2.



- |        |   |
|--------|---|
| Етап 1 | Попереднє визначення обсягів планових ремонтів генерувального устаткування та елементів системотвірної мережі ЕЕС   |
| Етап 2 | Розподіл повного резерву потужності між підсистемами та між оперативною і ремонтною складовими за критерієм надійності  |
| Етап 3 | Попереднє сумісне планування ремонтів агрегатів ЕС та елементів системотвірної мережі. Складання календарного графіка планових ремонтів елементів системотвірної мережі |
| Етап 4 | Уточнення ремонтних площ підсистем і складання календарного графіка планових ремонтів агрегатів ЕС з урахуванням ремонтів елементів системотвірної мережі               |
| Етап 5 | Оцінювання рівня надійності електропостачання споживачів для визначеної плановими ремонтами величини оперативного резерву в підсистемах ЕЕС                             |

*Рис. 11.2.* Спрощена схема поетапного взаємоузгодженого розв'язання задачі розподілу резервів активної потужності в неконцентрованій ЕЕС

На першому етапі, який є фактично етапом підготовки до розв'язання сформульованої вище задачі, готують вхідну інформацію та реалізують деякі дії й узгодження. Спочатку еквівалентують ЕЕС і складають її розрахункову схему, в якій виділяють надлишкові та дефіцитні концентровані підсистеми (вузли). Таке виділення ґрунтується на результатах розв'язання задачі розподілу повного резерву потужності ЕЕС між концентрованими підсистемами з урахуванням ремонтів лише генерувальних агрегатів та аналізу отриманих напрямів потоків потужності між підсистемами.

Потім у кожній підсистемі ЕЕС формується список устаткування, яке підлягає плановим ремонтам, причому в дефіцитних підсистемах до списків заносять як генерувальні агрегати ЕС, так і елементи системотвірної мережі, а в надлишкових підсистемах – тільки генерувальні агрегати.

Попередні обсяги планових ремонтів визначають за відомою періодичністю та тривалістю ремонтів устаткування (табл. 10.1). Під час річного планування ремонтів враховують капітальні, середні та поточні ремонти тривалістю більше 6 діб. Менш тривалі (3-6 діб) поточні ремонти устаткування враховують інтегрально шляхом виділення смуги у площі потужностей виведеного в ремонт устаткування. Короткочасні (до 3 діб) поточні ремонти не планують, враховуючи можливість їх проведення у дні тижневого зниження навантаження.

На другому етапі виконується оптимальний за критерієм надійності розподіл повного резерву потужності між підсистемами ЕЕС, а в кожній з підсистем – між оперативною та ремонтною складовими з інтегральним врахуванням обсягів планових ремонтів генерувальних агрегатів ЕС та елементів системотвірних мереж, оцінених на першому етапі.

За критерій надійності приймають переважно умову максимуму коефіцієнта  $K_w$  забезпеченості споживачів ЕЕС електроенергією

$$K_w = (W - W_n) / W = 1/W \sum_i \sum_j K_{wij} W_{ij}, \quad (11.1)$$

де  $W, W_n$  – споживання електроенергії та величина її недовідпуску споживачам за плановий період часу;  $W_{ij}, K_{wij}$  – споживання електроенергії та коефіцієнт забезпеченості електроенергією споживачів у  $i$ -й підсистемі протягом  $j$ -го інтервалу розрахункового періоду  $T$ .

Повний резерв потужності розподіляють з урахуванням необхідності виконання заданого сумарного обсягу ремонтів у кожній з підсистем, недопустимості перевищення заданих граничних потоків потужності міжсистемними зв'язками та необхідності дотримання балансу потужності в ЕЕС. Така задача формулюється математично так: забезпечити максимум функції (11.2) з урахуванням обмежень (11.3)

$$1/W \sum_i \sum_j K_{wij} W_{ij} \rightarrow \max \quad (11.2)$$

$$\begin{aligned} P_{ij}^{EC} - P_{ij}^{\Gamma} + \sum_k P_{kij}^{MC} - R_{oij} - R_{pij} - R_{pij}^{доп} &= 0 \\ \sum_j R_{pij} \Delta T &= V_{pi}; \quad \sum_i R_{pij} \leq P_{pj}; \quad R_{pij} > 0; \\ R_o^{\min} &\leq R_{oij} \leq R_{oi}^{\max}; \quad P_k^{MC \min} \leq P_{kj}^{MC} \leq P_k^{MC \max}, \end{aligned} \quad (11.3)$$

де  $P_{ij}^{EC}, P_{ij}^{\Gamma}$  – наявна та генерована потужність електростанцій  $i$ -ї підсистеми в  $j$ -му інтервалі;  $P_{kij}^{MC}$  – потужність  $k$ -го міжсистемного зв'язку  $i$ -ї підсистеми в  $j$ -му інтервалі;  $R_{oij}, R_{rij}$  – оперативний та ремонтний резерви;  $R_{rij}^{доп}$  – додатковий ремонтний резерв, який враховують інтегрально у вигляді смуги в ремонтній площі;  $V_{pi}$  – заданий обсяг дискретно планованих ремонтів в  $i$ -й підсистемі за період  $T$ ;  $P_{pj}$  – максимальна потужність, яка може бути виведена в плановий ремонт одночасно по системі в  $j$ -му інтервалі;  $P_{kj}^{MC}$  – перетік потужності  $k$ -м міжсистемним зв'язком в  $j$ -му інтервалі.

У результаті розподілу резерву потужності на другому етапі для кожної підсистеми ЕЕС визначається конфігурація ремонтної площі, яка використовується як вихідна для третього етапу розрахунків.

На третьому етапі, маючи ремонтні площі, складають графіки ремонтів устаткування. Для дефіцитних підсистем сумісно планують ремонти генерувальних агрегатів та елементів системотвірної мережі, а для надлишкових – тільки ремонти генерувальних агрегатів. Оптимальність термінів проведення планових ремонтів досягається максимальним використанням ремонтних площ, отриманих на другому етапі. Основним і кінцевим результатом розрахунків на цьому етапі є календарний графік ремонтів елементів системотвірної мережі, через які підсистеми обмінюються потужностями. Цей графік остаточний і далі не уточнюється.

На четвертому етапі коригують пропускні здатності міжсистемних зв'язків з урахуванням графіків ремонтів їх елементів і за рахунок перерозподілу резерву потужності між оперативною та ремонтною складовими в нових умовах роботи міжсистемних ЛЕП виділяють (як на етапі 2) графіки планових ремонтів генерувальних агрегатів у всіх підсистемах і формують зведений графік планових ремонтів устаткування у всій системі.

На п'ятому етапі з урахуванням складених графіків планових ремонтів елементів системотвірної мережі (етап 3) та генерувальних агрегатів (етап 4) обчислюють надійність електропостачання споживачів в окремих підсистемах та в ЕЕС загалом, щоб оцінити ефективність виконаного розподілу резерву потужності.

Аналіз етапів розв'язання задачі показує, що для здобуття остаточного результату необхідно неодноразово звертатися до задачі розподілу повного резерву потужності та до задачі планування ремонтів, характер яких змінюється з кожним переходом від етапу до етапу.

**Розподіл оперативного резерву потужності між складовими за мобільністю.** Оперативний резерв, залежно від часу його мобілізації та тривалості використання, поділяється на 6 черг (рис. 11.3). Перші п'ять черг утворюють увімкнений оперативний резерв, який мобілізується за час від декількох секунд до 1–2 год. Шоста черга – це неувімкнений (холодний) оперативний резерв.

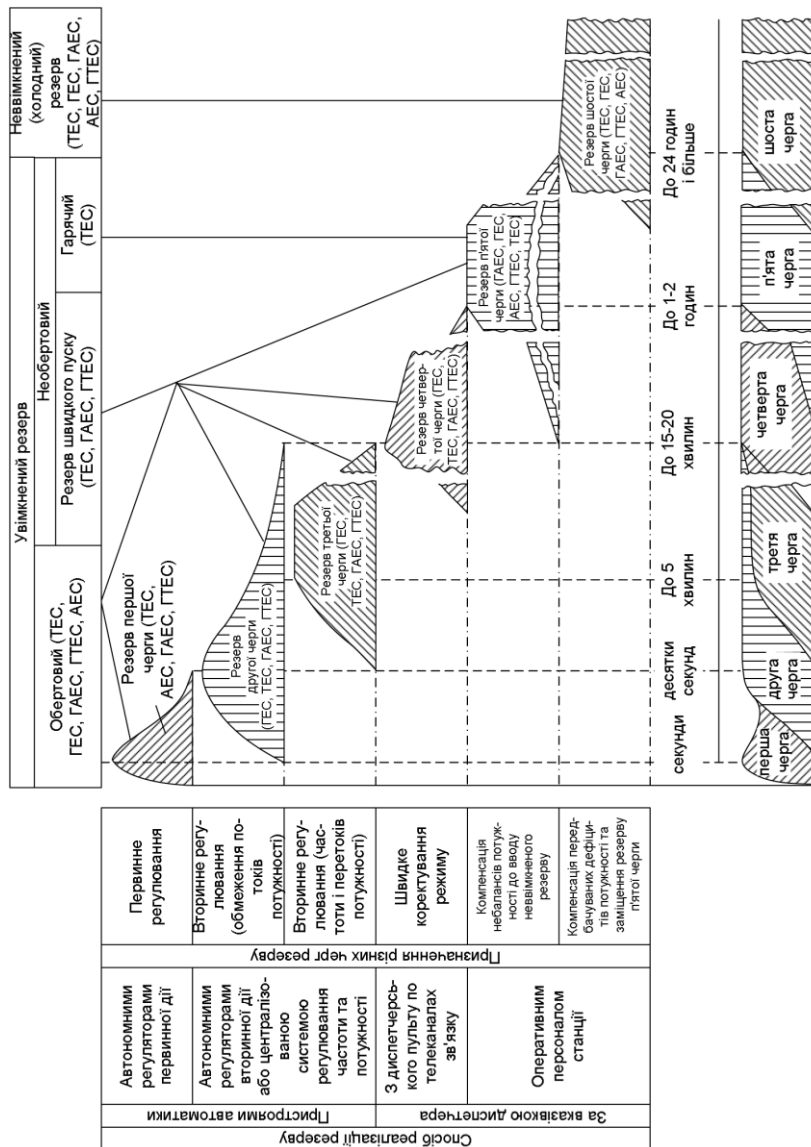


Рис. 11.3. Класифікація та процес заміщення черг оперативного резерву активної потужності

Резерв першої черги мобілізується через 5–15 с за допомогою регуляторів первинної дії на недовантажених агрегатах. Цей обертовий резерв призначений для первинного регулювання частоти і перетоків потужності, зміна яких зумовлена виниканням небалансів потужності в системі. Його необхідну величину можна розрахувати за допомогою математичної моделі аналізу тривалих перехідних процесів. Резерв першої черги у розвинених Європейських країнах становить 1,5–2,5 % від максимуму навантаження та використовується протягом декількох десятків секунд.

Резерв другої та третьої черг забезпечує вторинне регулювання в ЕЕС і ґрунтується на агрегатах регулювальних станцій. Друга черга вводиться за десятки секунд, третя – до п'яти хвилин. Вони використовуються сумісно до 15–20 хвилин і визначають діапазон регулювання регулювальних станцій. В Європейських країнах резервна потужність, відведена для вторинного регулювання, становить 1,0 – 1,5 % від максимуму навантаження.

Резерв четвертої черги мобілізується через 15–20 хв і заміщає резерви попередніх черг. Він використовується для швидкого коригування режиму під час оперативного управління та дає змогу компенсувати раптові розрахункові небаланси потужності в ЕЕС. Його величина визначається оптимізаційними методами.

Резерв п'ятої черги починає вводиться через 15–20 хвилин, але повністю мобілізується за час до 1–2 годин. Він використовується для компенсації небалансів та дооптимізації режиму в кожній годині доби. Його розміщення та величину вибирають такими, щоб забезпечити мінімум витрат на паливо в ЕЕС. Для розв'язання задачі вибору такого резерву використовують ті самі вхідні дані, що й для вибору резерву четвертої черги. Сукупна величина резерву четвертої та п'ятої черг становить 1,5–3,0 % від максимуму навантаження.

Розроблювані програми вибору величини та розміщення оперативного увімкненого резерву повинні бути швидкодійними, оскільки їх використання передбачається під час короткотермінового планування та оперативного керування. Водночас визначення збитків від недовідпуску електроенергії споживачам та експлуатаційних витрат вимагає значних за обсягами розрахунків і досягти швидкодії моделей без зниження точності доволі важко. Крім цього, оптимізаційні програми не можуть забезпечити значного економічного ефекту, оскільки оперативний увімкнений резерв становить лише декілька відсотків від максимуму навантаження і використання додаткової потужності для збільшення резерву мало впливає на склад працюючих агрегатів. Це означає, що вибір величини та розміщення оперативного увімкненого резерву можна виконувати наближено.

В експлуатації використовують програми, за якими розраховують оперативний увімкнений резерв тільки сукупно без диференціації за чергами та типами устаткування. Враховуючи ту обставину, що черги заміщують одна одну, увімкнений резерв розподіляють між ними приблизно порівну.

Під час планування режимів величину  $R_{o.b}$  увімкненого оперативного резерву визначають також за певними правилами, сформульованими за досвідом експлуатації. Так, наприклад, її приймають рівною потужності найпотужнішого в системі агрегату (ймовірність одночасної відмови двох агрегатів мала) або задають певним відсотком від значення добового максимуму навантаження. Використовується також формула

$$R_{o.b} = \alpha P_{г.маx} + \beta P_{н.маx}, \quad (11.4)$$

де  $P_{г.маx}$  – номінальна потужність найпотужнішого в системі агрегата;  $P_{н.маx}$  – максимум навантаження системи в межах досліджуваного періоду;  $\alpha$  та  $\beta$  – сталі, значення яких встановлюють на основі досвіду експлуатації, експертних оцінок чи розрахунків.

У різних електроенергооб'єднаннях правила вибору величини оперативного увімкненого резерву різні через відмінності складу працюючого устаткування, конфігурації ЕМ та пропускну здатності ЛЕП, співвідношення величин генерованої та споживаної потужностей підсистеми тощо.

## 11.2. Урахування вимог надійності під час планування електричних режимів

На етапі планування електричних режимів розробляють надійну нормальну схему ЕЕС, забезпечують нормативні запаси статичної та динамічної стійкостей, з урахуванням вимог надійності планують ремонти елементів ЕМ, вибирають уставки засобів РЗА.

**Забезпечення надійності нормальної схеми ЕЕС.** Нормальна схема ЕЕС надійна, якщо в ній забезпечуються:

- надійне електропостачання споживачів під час простих відмов;
- стійка паралельна робота частин ЕЕС;
- локалізація аварій з мінімальними втратами генерувальних потужностей та обсягами вимикань споживачів.

Найвища надійність схеми ЕЕС забезпечується, коли в роботі перебувають усі елементи її структури. Тоді експлуатаційна надійність схеми наближається до її проектного рівня. Проте за умов економічності та вимог якості електроенергії інколи виникає потреба розривати окремі структурні зв'язки, вимикати частину елементів схеми, переводити їх у резерв, що знижує надійність електропостачання споживачів.



У схемах системотвірних та живильних мереж на їх різних ділянках вищої номінальної напруги існують шунтувальні зв'язки нижчої номінальної напруги. Так, в ОЕС України мережа 750 кВ шунтується зв'язками напругою 330 кВ. Своєю чергою ділянки мереж 330 (220) кВ шунтуються зв'язками напругою 110 кВ. Шунтувальні зв'язки отримали назву «транзити», яка не відображає їхніх функцій. На рис. 11.4 зображено характерні транзитні зв'язки 110 кВ між двома ПС мережі 220 кВ.

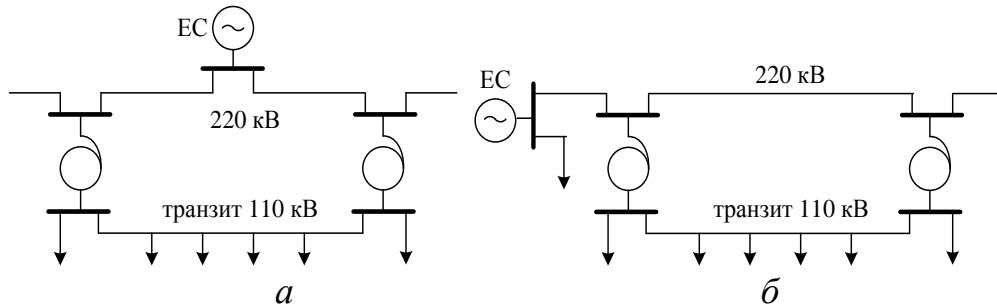


Рис. 11.4. Транзити 110 кВ на активній (а) та пасивній (б) ділянках мережі 220 кВ

У замкнутому транзиті кожен споживач має високонадійне двостороннє живлення. З умов економічності транзити часто розмикають і живлення споживачів стає одностороннім, тобто низьконадійним. Підвищення надійності електропостачання досягають встановленням у місці розмикання транзиту пристрою АВР. Під час планування режимів транзит детально аналізують на надійність та економічність і рішення про його схему приймають за критерієм максимуму економічного ефекту.

Улітку коли навантаження ЕЕС знижене, частину елементів мережі можна виводити в резерв. Це стосується насамперед трансформаторів ПС і недовантажених повітряних ЛЕП, які генерують значну реактивну потужність і погіршують режим напруг у мережі. Вимикання окремих елементів ЕМ у літній період планують, якщо при цьому досягається бажаний режимний ефект, а зниження надійності схеми ЕЕС не виходить за допустимі межі.

Добре спланована нормальна схема ЕЕС повинна задовольняти вимоги критерію надійності  $(n-1)$ . В ЕЕС критерій  $(n-1)$  виконується, якщо в нормальному режимі роботи вона витримує аварійне вимикання будь-якого одного елемента: ЛЕП, силового трансформатора, секції чи системи шин, енергоблока ЕС. При цьому лінії та функціонування устаткування ЕС і ПС не повинні перевантажуватися, порушення в роботі ЕЕС не повинні набувати подальшого розвитку. Нормальна схема ЕЕС, яка задовольняє вимоги критерію  $(n-1)$ , вважається надійною.



**Забезпечення нормативних запасів статичної та динамічної стійкості.**

У неконцентрованих ЕЕС ступінь аварійності істотно залежить від запасів статичної та динамічної стійкості зв'язків. Тому під час планування режимів проводять розрахунки стійкості і за необхідності в режими та схеми ЕЕС вносять зміни, щоб довести її запаси до рівня нормативних.

«Больовими» ділянками ЕЕС стосовно статичної стійкості режиму є міжсистемні та магістральні внутрішньосистемні зв'язки, а також небезпечні перерізи системоутвірної мережі та вузли навантаження. Порушення статичної

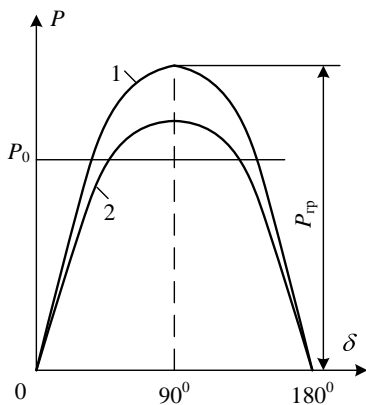


Рис. 9.5. Кутові характеристики потужності зв'язків та перерізів

стійкості зв'язків чи перерізів ЕЕС настає в разі зростання їх потужності до значення границі стійкості  $P_{\text{гп}}$  (рис. 11.5). Щоб в умовах експлуатації забезпечити необхідні запаси статичної стійкості, перетоки зв'язками (регулярні разом з нерегулярними) обмежують деяким значенням  $P_0$ , яке називають границею потужності.

У нормальних режимах (крива 1 на рис. 11.5) границя потужності  $P_0$  планується так, щоб зберегти 20 %-й запас статичної стійкості зв'язків за потужністю (коефіцієнт запасу стійкості  $K_p = 0,2$ ).

У разі певних змін в ЕЕС або в структурі зв'язків спостерігається зниження границі статичної стійкості відносно границі стійкості в нормальному режимі (крива 2). Умова 20%-го запасу в таких випадках вимагає знижувати величину  $P_0$ , що не завжди доцільно, бо при цьому штучно обмежується пропускна здатність електропередач і, як наслідок, недовикористовуються можливості ЕЕС щодо обміну потужністю. Можуть також настати обмеження у видачі потужностей окремих ЕС. Тому в режимах, що відрізняються від нормальних, враховуючи малий час їх існування, допускається зниження запасів статичної стійкості.

Керівними вказівками зі стійкості електроенергосистем нормативні вимоги до запасів статичної стійкості диференційовані відповідно до виду перетоків потужності у зв'язках та перерізах (табл. 11.1). Перетоки діляться на нормальні, обтяжені та вимушені.

Обтяжені перетоки виникають у разі відсутності необхідного резерву потужності або палива на ЕС, у разі несприятливих збігів планових та аварійних ремонтів основного устаткування ЕС та ЕМ, у разі недостатньої маневреності генерувальних агрегатів ТЕС і АЕС. Вимушені перетоки формуються в разі необхідності запобігання обмеженням живлення споживачів, втрат гідроресурсів, перевитрат окремих видів палива, а також у режимі мінімуму навантаження, якщо неможливо зменшити перетік з причини недостатньої маневреності АЕС. Робота з вимушеними перетоками в перерізах, що прилягають безпосередньо до АЕС, не допускається.

Таблиця 11.1

**Нормативні значення коефіцієнтів запасу статичної стійкості**

Характеристика перетоку (режиму)	Мінімально допустимі значення	
	$K_p$	$K_U$
Нормальний	0,20 (20 %)	0,15 (15 %)
Обтяжений	0,15 (15 %)	0,15 (15 %)
Вимушений	0,08 (8 %)	0,10 (10 %)

Для вузлів навантажень небезпечні глибокі зниження напруг. Для них нормуються значення коефіцієнтів запасу  $K_U$  статичної стійкості за напругою, які обчислюються за формулою

$$K_U = (U - U_{кр}) / U, \quad (11.5)$$

де  $U$  – значення напруги у вузлі навантаження в досліджуваному режимі;  $U_{кр}$  – критичне значення напруги в цьому вузлі, яке відповідає границі, нижче якої настає порушення стійкості електродвигунів.

Критичні значення напруги  $U_{кр}$  можна розрахувати для конкретних схем, режимів та вузлів ЕЕС і визначити реальні запаси статичної стійкості за напругою. Під час планування режимів для конкретних вузлів навантаження встановлюють мінімальні рівні напруг, які забезпечують 15 %-й запас статичної стійкості за напругою та аварійні рівні напруг, які забезпечують 10 %-й запас. Інформація у вигляді мінімальних та аварійних значень напруг у вузлах навантаження, подібно до інформації про границі перетоків зв'язками та перерізами, використовується диспетчером для оперативного керування режимами.

Під час планування режимів електроенергосистему перевіряють на динамічну стійкість. Перевірку виконують за розрахунковими збуреннями, нормованими Керівними вказівками зі стійкості електроенергосистем. Нормативні розрахункові збурення за ступенем важкості поділяють на три групи. Наведемо скорочений перелік збурень кожної з трьох груп.

Збурення першої групи: вимикання будь-якого елемента мережі напругою 500 кВ і нижче; однофазне КЗ на лініях 500 кВ і нижче; вимикання одного генератора або блока генераторів потужністю, меншою від максимальної в цій ЕЕС.

Збурення другої групи: вимикання будь-якого елемента мережі напругою понад 500 кВ; однофазне КЗ на лініях напругою понад 500 кВ; вимикання генератора або блока генераторів, що належать до агрегатів максимальної потужності.

Збурення третьої групи: одночасне вимикання двох ЛЕП; однофазне КЗ з відмовою вимикача та дією пристрою резервування під час відмов вимикачів; вимикання частини генераторів ЕС сумарною потужністю до 50 % потужності станції.

Якщо в ЕЕС не встановлено пристроїв автоматичного відвернення втрати стійкості АВВС, то така система повинна зберігати динамічну стійкість тільки в разі дії збурень першої групи в нормальному режимі. У разі дії збурень будь-якої групи в ремонтних та післяаварійних режимах допускається втрата динамічної стійкості.

За наявності АВВС система в нормальному режимі повинна витримувати збурення всіх груп, а в ремонтних і в легко обтяжених режимах – першої та другої груп. У важко обтяжених режимах допускається втрата динамічної стійкості під час дії збурень будь-якої групи.

**Планування ремонтів елементів електричних мереж з урахуванням вимог надійності.** Під час планування ремонтів ЛЕП та інших елементів структури ЕМ розробляється комплекс заходів схемно-режимного характеру, спрямованих переважно на забезпечення нормального функціонування мережі в період ремонту, тобто фактично на забезпечення надійності роботи ЕМ.

Для виведення в ремонт, наприклад, ЛЕП розробляється ремонтна схема. Цією схемою передбачаються такі зміни в структурі мережі, перетоках потужності, роботі ЕС та споживачів, які забезпечують надійне функціонування системи під час вимикання лінії, що підлягає ремонту.

Під час створення ремонтної схеми встановлюють умови виведення в ремонт, розробляють режимні заходи, розраховують параметри спрацювання засобів РЗА, оцінюють рівень функціональної надійності схеми, аналізують найімовірніші та найважчі для даної схеми аварійні режими і передбачають заходи щодо їх ліквідації, створюють програму оперативних перемикачів.

Умови виведення в ремонт встановлюють за результатами розрахунків різних режимів ремонтної схеми та регламентують сукупність обмежень, за яких ця схема може бути реалізована. Умови виведення в ремонт поряд з іншими обмеженнями фіксують:

- елементи мережі, які має бути введено в роботу;
- потужність ЕС (розвантаження чи довантаження порівняно з вихідною потужністю);
- режим електропостачання (нормальний чи з обмеженнями);
- суміщення в часі виведення в ремонт лінії з ремонтними вимиканнями інших елементів ЕЕС.

Режимні заходи розробляють та аналізують з метою забезпечення нормального протікання режиму ремонтної схеми. Частково вони збігаються з умовами виведення в ремонт. Як приклади режимних заходів додатково можна вказати:

- обмеження перетоків потужності, встановлення допустимого ступеня перевантажень окремих ліній;
- зміна параметрів налаштування регулювальних та компенсаційних пристроїв;
- узгодження з АСДУ вищого рівня всіх ремонтних обмежень зв'язками, які перебувають в оперативному провадженні цього АСДУ.

На рис. 11.6 зображено фрагмент схеми системотвірної мережі ЕЕС, через яку електроенергія передається до споживачів і транспортується в іншу систему. Нехай виведенню в ремонт підлягає лінія  $w_1$ . Вимикання лінії  $w_1$  різко змінює переток потужностей через елементи мережі. До вимикання  $w_1$  напрями потоків позначені суцільними стрілками, після вимикання – штриховими. У ремонтній схемі необхідне посилення зв'язків між ЕС<sub>1</sub> та ЕС<sub>2</sub> лініями 220 кВ для створення обвідного каналу передавання енергії достатньої пропускної здатності.

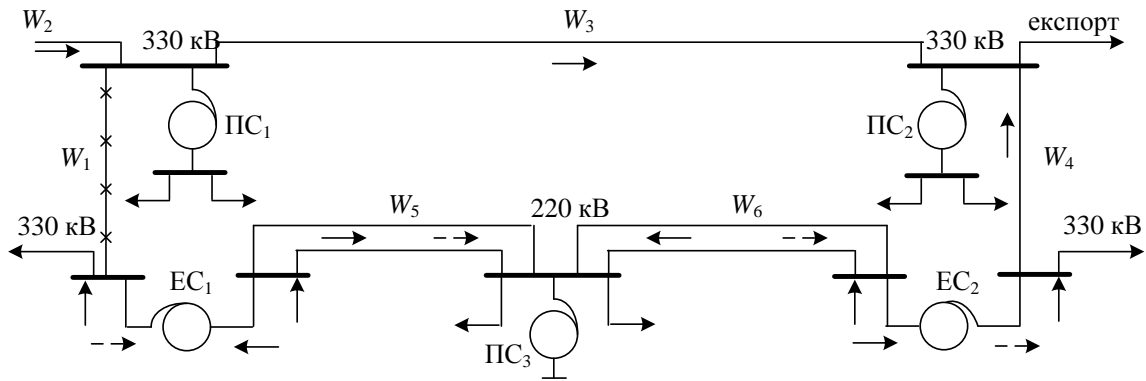


Рис. 11.6. Формування ремонтної схеми мережі

Умови виведення в ремонт:

- лінії  $W_5, W_6$  працюють обидвома колами;
- режим електропостачання – обмеження експорту;
- зниження видачі потужності  $EC_1$  на шини 330 кВ.

Режимні заходи:

- дотримання допустимого ступеня перевантаження лінії  $W_5$ ;
- перевірка режиму реверсу потужності автотрансформатором  $EC_1$ ;
- зміна налаштованості пристроїв РЗА.

Встановлення умов виведення в ремонт та розроблення режимних заходів покликані забезпечити достатній рівень функціональної надійності ремонтної схеми. Тому в умовах експлуатації, коли в ремонт виводиться одна з основних ЛЕП, показники функціональної надійності роботи мережі навіть не розраховують. Гострою необхідність у їх розрахунку стає лише тоді, коли в АСДУ одночасно надходять заявки на виведення в ремонт двох і більше ЛЕП. Структура схеми мережі в цьому випадку істотно послаблюється, і рівень та наслідки такого послаблення необхідно аналізувати, щоб прийняти зв'язане з ремонтами раціональне рішення.

Необхідність зміни налаштованості пристроїв РЗА зумовлюється, як бачимо, різкою зміною режиму ремонтної схеми порівняно з нормальною. Виявлення можливих важких аварійних режимів мережі під час ремонту лінії  $W_1$  (рис. 11.6) і розроблення заходів для їх відвернення та ліквідації можливо здійснити тільки за повною схемою ЕЕС, тому в наведеному прикладі цей етап розроблення ремонтної схеми мережі не розглядається.

### 11.3. Оперативне керування надійністю поточних режимів електроенергетичних систем

З позицій забезпечення експлуатаційної надійності ЕЕС оперативне керування нормальними, ремонтними, обтяженими режимами здійснюють так, щоб не створювати передаварійних ситуацій, а під час ліквідації аварійних режимів зводять до мінімуму обсяги і тривалість вимикань навантаження.

Планові робочі режими збалансовані щодо вимог надійності, але за будь-яких відхилень робочих режимів від заданих планів, особливо під час непередбачуваних змін в ЕЕС, коли режим з нормального переходить в обтяжений з високим ступенем обтяження, надійність роботи ЕЕС може порушуватися. Такі режими не мають права на існування і диспетчер повинен перейти до нового (перспективного) режиму, в якому вимоги до надійності будуть задовольнятися.

**Оперативний контроль надійності режиму за умовами допустимості його параметрів.** Для ділянок ЕМ встановлено допустимі струми за умови забезпечення термічної стійкості устаткування. Для вузлів мережі встановлено допустимі (мінімальні та критичні) рівні напруг з умови забезпечення необхідних запасів статичної стійкості навантаження. Для міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків та небезпечних перерізів встановлено граничні потужності за умови забезпечення необхідних запасів статичної стійкості паралельної роботи частин ЕЕС. Надійність режиму перестає відповідати вимогам, якщо поточні значення зазначених режимних параметрів виходять за межі допустимих.

Допустимість параметрів контролює автоматично ЕОМ ОІК за допомогою зіставлення поточних чи усереднених значень режимних параметрів з фіксованими граничними величинами, розрахованими на стадії короткотермінового планування. Під час порушень значеннями режимних параметрів допустимих меж на засоби відображення інформації виводяться відповідні сигнали: запалюються червоні лампочки на цифрових приладах, виникають мигальні сигнали на екранах дисплеїв, виводяться повідомлення на інформаційні табло.

Вихід значень режимних параметрів за допустимі межі вимагає від диспетчера вжиття термінових заходів для підвищення надійності режиму, щоб не допустити виникнення аварії. У загальному випадку для забезпечення надійності робочих режимів ЕЕС виконують такі керувальні діяння:

- перерозподіл активної потужності зміною завантаженості окремих генераторів чи зміною положення відгалужень вольтододавальних трансформаторів з поперечним регулюванням;
- перерозподіл реактивної потужності зміною режимів ДРП;
- зміна топології мережі чи розподілу елементів по секціях і системах шин розподільних установок;
- обмеження навантажень споживачів.

Склад керувальних діянь диспетчер вибирає, ґрунтуючись на власному досвіді, знанні та чинних інструкціях (нижні рівні диспетчерського управління) або на здійснювані ЕОМ розрахунки в темпі технологічного процесу, тобто на машинні поради диспетчеру (верхні рівні управління). ЕОМ ОІК розраховують перспективний режим з урахуванням керівних діянь і показують ефект від їх можливої реалізації.

У складнозамкнутах (живильних) мережах для усунення чи відвернення перевантажень ЛЕП ефективним засобом забезпечення надійності режиму вважається зміна топології мережі (вмикання та вимикання її елементів). Елементи, що підлягають комутації, вибираються ЕОМ на основі розрахунків усталених режимів мережі в темпі технологічного процесу. Враховуючи необхідність перебирання значної кількості варіантів та обмеженість часу, використовують спрощені алгоритми аналізу режимів ЕЕС, які відповідають моделі постійного струму; режими варіанта, вибраного для виконання, можна деталізувати на основі розрахунків за повною моделлю (змінного струму).

За критеріями надійності оцінюють поточні, прогнозні нормальні та прогнозні післяаварійні режими, що виникають у результаті порушень схеми чи балансу потужності ЕЕС. Допустимість можливих післяаварійних режимів оцінюють за певним заздалегідь заданим переліком аварійних порушень, найчастіше – вимикання одного-двох елементів мережі. Розроблено програми ранжирування післяаварійних режимів за ступенем їх обтяження. При цьому враховують перевантаження ЛЕП активною потужністю, зниження напруг у контрольованих вузлах, перевантаження генераторів реактивною потужністю, зниження запасів стійкості. Підвищення надійності режимів шляхом обмеження навантажень здійснюють тільки у випадках, коли інші заходи неефективні.



У процесі оперативного керування режимами детальна інформація про порушення допустимих меж параметрами режиму нагромаджується у відповідних масивах бази даних ЕОМ. Вона викликається на екрани дисплеїв запитом, роздруковується у вигляді аварійних списків, а по закінченні доби видається у вигляді аварійних зведень, призначених для аналізу порушень режиму та оцінки роботи диспетчерського персоналу.

**Оперативний контроль надійності режиму за умовами стійкості паралельної роботи та узагальненими показниками.** Контролюючи допустимі перетоки міжсистемними та внутрішньосистемними зв'язками і небезпечними перерізами, диспетчер тим самим контролює режим ЕЕС за умовами статичної стійкості паралельної роботи частин ЕЕС. Але під час планування режимів граничну потужність перетоків  $P_0$  визначають тільки для характерних режимів і схем, а не для всієї їх сукупності, яка може існувати в реальних умовах роботи. Тому під час оперативного керування для режимів, які відрізняються від планових, границю  $P_0$  кожного разу розраховують додатково. Залежно від режиму цю границю встановлюють для 20-, 15- чи 8-відсоткового запасу статичної стійкості (§ 9.2).

Для режимів, які істотно відрізняються від планових, виконують також оперативні розрахунки динамічної стійкості. Динамічна стійкість ЕЕС у цих режимах повинна забезпечуватися для наведених у § 9.2 розрахункових збурень.

Серед узагальнених показників надійності режиму насамперед слід зазначити величину оперативного резерву потужності в поточному режимі. Оперативний резерв потужності може використовуватися не тільки під час дефіцитів активної потужності в ЕЕС, а й за відсутності дефіцитів, коли необхідно шляхом перерозподілу активної потужності між ЕС усунути перевантаження елементів мережі, відновити нормальні рівні напруг у контрольованих вузлах, забезпечити необхідні запаси статичної стійкості. Контролюючи та підтримуючи необхідний рівень оперативного резерву в ЕЕС, диспетчер тим самим забезпечує надійність робочих режимів.

Другим важливим узагальненим показником надійності робочого режиму є сумарне значення потужності навантаження, яке можна вимкнути діями ПАА у повній сукупності аварійних режимів, що можуть розвинути з даного усталеного. Цей показник має розрахунковий характер і використовується для оцінювання надійності режимів.

Певне уявлення про надійність режиму дає аналіз складових балансу потужності. Якщо баланс напружений, то поточний режим може перейти в обтяжений чи аварійний, тобто він недостатньо надійний. Цей показник пов'язаний з першим, оскільки напруженість балансу потужності зумовлюється насамперед недостатністю резервів.

Як узагальнені показники надійності режимів використовують також сумарні значення перетоків потужності в контрольованих перерізах мережі, розрахункове значення кута зсуву векторів напруг початку та кінця магістральних електропередач тощо.

Оперативний контроль надійності режиму за узагальненими показниками ефективніший порівняно з контролем за допустимістю параметрів, бо дозволяє оцінити режим за критеріями надійності ще до виникнення критичного стану і заздалегідь вжити необхідних заходів.

Узагальнюючи все вищевикладене, можна зазначити таку сукупність задач, розв'язуваних оперативним персоналом протягом зміни для забезпечення надійності роботи ЕЕС в її робочих режимах:

- оперативний контроль параметрів поточного режиму та вжиття заходів для відновлення нормальних значень параметрів (координат) у випадках виходу їх за межі, допустимі з умов надійності;
- оперативне (й автоматичне) обмеження перетоків потужності міжсистемними та потужними внутрішньосистемними зв'язками;
- підтримання оперативних резервів активної потужності на достатньому з умов надійності режимів рівні;
- оцінка очікуваних ремонтних і можливих післяаварійних режимів за даними оперативних розрахунків у темпі технологічного процесу, коригування на їх основі поточного режиму, а також зміна схеми та складу ввімкненого устаткування для відвернення недопустимих післяаварійних режимів.

Загалом оперативне керування роботою ЕЕС з метою забезпечення надійності їх режимів можна визначити як реалізацію сукупності діянь, які переводять систему в режим, що має переваги з погляду надійності порівняно з поточним режимом.

**Оперативна ліквідація аварійних режимів.** До аварійних режимів ЕЕС належать аварії та відмови 1-го та 2-го ступенів.

Аварії – це порушення нормальної роботи ЕЕС або їх елементів, що супроводжуються значними недовідпусками електроенергії споживачам, пошкодженнями потужних ЛЕП та основного устаткування ЕС і ПС, множинними вимиканнями в ЕМ, значними понаднормовими викидами шкідливих речовин у навколишнє середовище чи різким зниженням якості електроенергії. До відмов 1-го та 2-го ступеня зараховують пошкодження окремих ЛЕП 110 кВ і нижче, порушення нормальної роботи розподільних ЕМ, недовиконання диспетчерського графіка навантаження та інші порушення, які супроводжуються істотно меншими негативними наслідками порівняно з аваріями.

Аварії поділяють на системні, станційні, електромережні та тепломережні. Системні аварії виникають внаслідок пошкоджень елементів структури ЕЕС, відмов чи хибної роботи пристроїв РЗА та супроводжуються зниженням частоти, втратою стійкості паралельної роботи, недопустимими зниженнями напруг у вузлах навантажень тощо. Вони набувають складних форм після втрати генерувальних агрегатів великої потужності, під час випадкових або зумовлених стихійними явищами збігів відмов елементів ЕЕС, під час накладання відмов пристроїв РЗА на аварійні вимикання ЛЕП та устаткування ЕС чи ПС, під час помилкових дій оперативного персоналу тощо.

Ліквідація аварійних режимів – одна з найтяжчих для оперативного персоналу функцій і найвідповідальніше завдання з погляду забезпечення надійності роботи ЕЕС. У процесі ліквідації аварії необхідно:

- запобігати її розвитку;
- усунути небезпеку для життя людей;
- усунути загрозу руйнування устаткування;
- відновити у найкоротший термін живлення споживачів;
- створити у післяаварійному режимі надійні схеми електропостачання.

Аварійні режими ліквідовуються керівними діями персоналу та засобів РЗА на схему ЕЕС та режими роботи її елементів з метою створення умов функціонування системи, за яких розвиток аварійного режиму припиняється і він переходить в усталений післяаварійний режим. Існують певні особливості ліквідації аварій на ЛЕП, у головних схемах ЕС і ПС, системних аварій, але однаковими залишаються вимоги мінімуму вимикань споживачів та якнайшвидшого відновлення нормальних режимів ЕЕС.

Щоб зменшити збитки від недовідпусків електроенергії, цілеспрямоване вимикання навантажень оперативний персонал виконує за графіками аварійного чи екстренного вимикань живлення (розділ 9, п. 9.4), уведення яких у дію забезпечує послідовність знеструмлення споживачів з урахуванням їх категорійності.

#### **11.4. Підвищення кваліфікації та виробничої дисципліни експлуатаційного персоналу**

Надійність роботи ЕЕС значно залежить від кваліфікації та виробничої дисципліни оперативно-ремонтного та диспетчерського персоналу. Несумлінні огляди устаткування та ЛЕП, в результаті яких не виявлено дефектів, неякісні профілактичні випробування та ремонти, помилки під час оперативних перемикань доволі часто стають причиною аварійних вимикань. До важких наслідків призводять помилки оперативно-диспетчерського персоналу під час коригування нормальних та ліквідації аварійних режимів.

Аналіз роботи персоналу підтверджує, що помилки під час оперативних перемикань є наслідком порушень оперативної дисципліни, браку знань або механічного бездумного виконання операцій. Грубих порушень припускають внаслідок недотримання персоналом послідовності виконання операцій. Значна кількість таких порушень виникає під час простих перемикань, які добре відомі персоналові та вже неодноразово успішно виконувалися.

Однак, помилки часто є також результатом складної нервової діяльності оперативного персоналу, його поведінки під час роботи в особливих умовах. У розподільних установках багато зовні однакових комірок, устаткування яких може одночасно перебувати в роботі, в ремонті, в резерві, залишаючись при цьому повністю чи частково під напругою. За певного збігу обставин існує значна ймовірність сплутати один елемент устаткування з іншим тощо.

Нехай після ремонту вводиться в роботу лінія 10 кВ (рис. 11.7). Дії персоналу та порядок операцій у цьому разі мають бути такими:

1. Зняти заземлення № 7 і № 8 з вимикача  $Q$  і заземлення № 9 з лінійного роз'єднувача  $QS_2$ .

2. За механічним показником положення перевірити вимкнений стан вимикача  $Q$ .

3. Зняти замки з приводів роз'єднувачів.

4. Увімкнути шинний роз'єднувач  $QS_1$  на робочу систему шин  $A_1$ .

5. Увімкнути лінійний роз'єднувач  $QS_2$ .

6. Подати оперативний струм на привід вимикача  $Q$ .

7. Ввімкнути вимикач  $Q$ .

8. Повідомити абонента про те, що напругу на лінію № 3 подано.

Оперативний персонал під час вмикання лінії може допустити таких помилок:

1. Вимкання розпочато за не знятих заземлень.
2. Не перевірено вимкнений стан вимикача.
3. Першим увімкнено вимикач, потім роз'єднувачі.
4. Першим увімкнено лінійний, потім шинний роз'єднувач.
5. Здійснено спробу виконати операцію з устаткуванням сусідньої комірки.

Щоб не допустити помилкових дій під час ліквідації аварії, черговий оперативно-диспетчерський персонал кожного з рівнів управління аналізує аварійну ситуацію, концентрує увагу на вузлових вирішальних ознаках обстановки, приймає обгрунтовані рішення та реалізує їх у практичних діях. Усі дії повинні виконуватися персоналом усвідомлено, без порушень встановленого порядку перемикань і правил безпеки. Одним з важливих умінь персоналу є складання плану дій та його цілеспрямована реалізація.

Проте під час ліквідації аварій персонал інколи допускає помилки, проявляє бездіяльність чи нерішучість, порушує оперативну дисципліну. За відсутності достатньої кваліфікації персонал часто впадає у паніку і замість побудови розумного плану дій на основі аналізу аварійної ситуації пробує вгадати поведінку системи, а потім втрачає самовладання, допускаючи саморозвиток аварії.

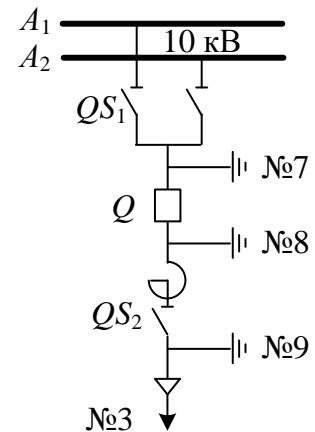


Рис. 11.7. Оперативне вмикання ЛЕП 10 кВ

Щоб звести до мінімуму кількість випадків втрати персоналом контролю за обстановкою проводять регулярне навчання персоналу методам усунення аварійних ситуацій і вживають заходів для підвищення оперативної дисципліни. Тільки систематична робота з персоналом, зокрема діагностика професійної придатності, в напрямі формування професійних знань і навичок, свідомого ставлення до своїх обов'язків може бути запорукою відсутності помилок. Вмінню виконувати оперативні перемикання, провадити нормальні режими та ліквідовувати аварії персонал навчається на тренажерах. У системі підготовки оперативно-диспетчерського персоналу використовують два види тренажерів: тренажери оперативних перемикань (ТОП) і тренажери режимні (ТР).

ТОП призначені для розвитку навичок керування комутаційними апаратами в РУ ЕС і ПС. Деякі сучасні ТОП виконано на базі релейно-транзисторних логічних елементів (апаратні ТОП), які дають змогу розв'язувати обмежене коло задач, пов'язаних з виконанням порівняно простих перемикань у типових схемах РУ. Переважно використовуються програмовані ТОП на базі комп'ютерів.

Універсальний програмований ТОП – це комутаційна модель об'єкта (схеми РУ ЕС, ПС чи ділянки мережі), доповнена комплексом програм-сценаріїв, які автоматично контролюють та оцінюють дії оператора. Розвинена діалогова система дає змогу ефективно і за короткий час сформувати навички проведення оперативних перемикань.

Режимні тренажери використовує диспетчерський персонал ЕЕС та енергооб'єднань для набуття навичок підтримання параметрів режиму ЕЕС у заданій допустимій області під час порушень схемно-режимних умов роботи системи. В основу ТР покладено модель ЕЕС та її системи автоматичного керування, яка реалізується програмним шляхом на ЕОМ. На вищих рівнях оперативно-диспетчерського керування ТР виконуються на базі технічних засобів ОІК з використанням його архівних даних. При цьому застосовують моделі ЕЕС, у яких аналізуються післяаварійні усталені режими (статичні ТР) або моделюються процеси зміни параметрів режиму в часі (динамічні ТР).

У практиці ЕС, ПС, ЕЕС та енергооб'єднань значного поширення набули протиаварійні тренування як одна з форм навчання чергового оперативного персоналу методам і прийомам попереджень аварій, їх локалізації та ліквідації.



Тренування проводять за спеціально складеними програмами, у кожній з яких вказується вихідна схема ЕЕС чи енергооб'єкта, режими їх роботи, інформація про поточний режим, дія пристроїв РЗА в період аварії, робота пристроїв сигналізації, оптимальний порядок ліквідації аварії та варіанти розв'язання тренувальної задачі. Завершується тренування технічним аналізом (розбором), який проводить керівник у присутності всіх учасників. При цьому детально аналізують усі дії персоналу: відзначають правильність оперативних дій і допущені помилки, порушення правил та інструкцій, персонально оцінюють і кожного учасника, окреслюють технічні заходи, виконання яких вважається доцільним у зв'язку з проведеним тренуванням.

У деяких європейських країнах створено навчально-тренувальні центри (НТЦ). В Україні діє НТЦ для оперативного персоналу потужних енергоблоків АЕС і ТЕС. Створюється НТЦ диспетчерів електроенергосистем, специфіка якого порівняно з існуючим для персоналу ЕС полягатиме у програмах і темах занять, у наявності спеціальних тренажерів, що дають змогу імітувати процес керування електроенергетичною системою. У навчально-тренувальних центрах проводитимуть професійний відбір, навчання та перепідготовку осіб керівного складу оперативного персоналу.

### **11.5. Формування автоматизованої системи керування надійністю в електроенергетиці**

Керування надійністю в електроенергетиці реалізується за допомогою керівних діянь на електроустановки та електроенергооб'єкти, на схеми та режими електроенергосистем та електроенергооб'єднань, на системи керування ними з метою досягнення бажаного рівня надійності їх функціонування. Керування надійністю на всіх часових рівнях розвитку ЕЕС і на всіх ієрархічних рівнях виробничо-технічного та оперативно-диспетчерського керування.

Керування надійністю набуло зараз системного характеру:

- задачі керування надійністю вважають пріоритетними у системах АСДУ й АСУ ТП усіх ієрархічних рівнів;
- функціонує система збирання й аналізу інформації про відмови електроустаткування;



- використовуються високоефективні автоматизовані навчальні системи підготовки та підвищення кваліфікації оперативно-диспетчерського персоналу.

Усю сукупність задач керування надійністю в електроенергетиці можна поділити на такі комплекси:

- задачі розроблення, дотримання та неперервного вдосконалення нормативних документів, що регламентують умови проектування й експлуатації ЕЕС та їх підсистем з урахуванням вимог надійності;

- комплекс надійнісних задач проектування розвитку ЕЕС, конструювання та виготовлення електроустановок, проектування та монтажу енергооб'єктів;

- комплекс надійнісних задач керування режимами (планування та провадження режимів) у системі АСДУ;

- надійнісні задачі системи технічного обслуговування та ремонтів електроустановок, електроенергооб'єктів і мереж;

- задачі збирання, обробки, аналізу статистичних даних про пошкоджуваність електроустановок та аварії в ЕЕС і формування на цій основі організаційно-технічних заходів щодо підвищення надійності.

Нормування можна розглядати як опосередкований спосіб керування надійністю. Його ефективність висока, оскільки необхідність дотримання норм змушує приймати проектні та експлуатаційні рішення стосовно схем і режимів ЕЕС та їх підсистем, резервів, засобів регулювання, рівнів стійкості тощо, які гарантують необхідний ступінь надійності. Враховуються конкретні нормативні вимоги (розділ 10, п. 10.6), а також важливі нормативні вказівки, зафіксовані у низці галузевих документів і директивних матеріалів. Проектні та експлуатаційні рішення, прийняті з урахуванням чинних нормативів, забезпечують економічно обґрунтований рівень надійності.

Комплекси надійнісних задач проектування розвитку ЕЕС, керування їх режимами, технічної експлуатації електроустановок та енергооб'єктів детально розглянуто в багатьох попередніх параграфах. Тому зупинімося лише на останній групі задач.

Для розроблення організаційно-технічних заходів щодо підвищення рівня надійності електроустановок та енергооб'єктів необхідно знати їх фактичний рівень надійності в конкретних умовах експлуатації. Цей рівень можна виявити шляхом збирання, оброблення й аналізу статистичних даних про пошкоджуваність електроустаткування, ЛЕП, інших електроустановок, даних про виникання та розвиток аварій в ЕЕС.

Оцінюючи систему управління надійністю в електроенергетиці країни загалом, можна запропонувати структурну схему її функціонування, зображену на рис. 11.8.

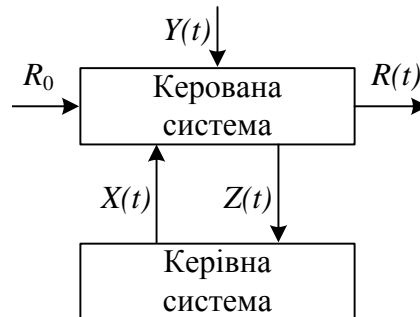


Рис. 11.8. Структурна схема системи керування надійністю ЕЕС

На схемі:  $X(t)$  – множина керівних діянь;  $Y(t)$  – діючі збурення;  $R_0$  – сукупність початкових параметрів надійності;  $R(t)$  – сукупність вихідних параметрів надійності;  $Z(t)$  – множина зворотних зв'язків, що визначають зміну керівних діянь за даними статистики про пошкоджуваність чи на основі інформації АСДУ; керована система – надійність в електроенергетиці у її загальному представленні; керівна система – сукупність систем керування, що забезпечують надійність.

Така структурна схема властива автоматизованій системі керування. Крім того, у системі керування надійністю, як і в будь-якій автоматизованій системі керування можна виділити три етапи: збирання даних, їх обробка, формування керівних діянь і команд. Проте систему керування надійністю поки що не можна вважати автоматизованою через відсутність єдиного координуючого органу (центра). Система керування надійністю функціонує, як уже було зазначено, на різних ієрархічних рівнях АСДУ та різних рівнях виробничо-технічного керування.

Сьогодні в Україні органи державного керування в енергетичній галузі випускають галузеві інформаційні документи, видають розпорядження, збірники оглядів технологічних порушень, у яких висвітлюються технологічні порушення в електроенергетиці, розглядаються недоліки в організації робіт, пропонуються заходи щодо підвищення рівня діагностики та експлуатації енергетичного обладнання, аналізується та узагальнюється отримана інформація.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. Якщо для забезпечення надійної роботи електроустановок вирішальне значення має їх технічна експлуатація, то для забезпечення надійності функціонування ЕЕС найважливіше значення має раціональне керування режимами.

2. Забезпечення надійності ЕЕС в процесі експлуатації пов'язане переважно з розробленням стратегії використання наявного резерву потужності.

3. На етапі планування електричних режимів розробляють надійну схему ЕЕС, забезпечують нормативні запаси статичної та динамічної стійкості.

4. Умови виведення в ремонт встановлюють за результатами розрахунків різних режимів ремонтної схеми та регламентують сукупністю деяких обмежень.

5. Чому серед узагальнених показників надійності режиму насамперед слід визначити величину оперативного резерву потужності в поточному режимі.

6. Причини виникнення помилок під час проведення оперативних перемикань.

7. Чому нормування можна розглядати як опосередкований спосіб керування надійністю.

### Треба вміти:

1. Сформулювати задачу розподілу повного резерву потужності в неконцентрованих ЕЕС.

2. Записати та проаналізувати вираз для визначення коефіцієнтів запасу статичної стійкості за напругою.

3. Навести приклади нормативних розрахункових збурень для перевірки на динамічну стійкість.

4. Визначити умови виведення електрообладнання в ремонт, враховуючи сукупність обмежень.

5. Дати перелік керівних діянь для забезпечення надійності робочих режимів ЕЕС.

6. Визначити функції оперативного персоналу під час ліквідації аварійних режимів.

7. Навести перелік дій оперативного персоналу під час введення в роботу лінії 10 кВ після ремонту.

8. Показати та проаналізувати структурну схему системи керування надійністю ЕЕС.

**Слід запам'ятати, що:**

1. Надійність ЕЕС та їх елементів у реальних умовах експлуатації називають експлуатаційною надійністю.

2. Для надійного функціонування ЕЕС, треба правильно спланувати ремонти та розподілити резерви.

3. У неконцентрованих ЕЕС ступінь аварійності істотно залежить від запасів статичної та динамічної стійкості зв'язків.

4. Під час створення ремонтної схеми встановлюють умови виведення в ремонт, розробляють режимні заходи, аналізують імовірні аварійні режими та передбачають заходи щодо їх ліквідації.

5. У процесі ліквідації аварії необхідно запобігти її розвитку, усунути небезпеки для життя людей, усунути загрозу руйнування устаткування, відновити живлення споживачів.

**Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Як розподіляється повний резерв потужності між підсистемами ЕЕС та між його оперативною та ремонтною складовими?

2. Як розподіляється оперативний резерв потужності між складовими за мобільністю?

3. Як в умовах експлуатації забезпечуються нормативні запаси статичної та динамічної стійкостей?

4. Як з урахуванням вимог надійності планують ремонти елементів ЕМ?

5. Яким чином виконується оперативний контроль надійності робочих режимів ЕЕС?

6. Поясніть можливі помилки оперативного персоналу під час виконання операції вмикання ЛЕП 10 кВ після ремонту.

## РОЗДІЛ 12

### ЕКОНОМІЧНІ ОСНОВИ ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ В ЕНЕРГЕТИЦІ

#### 12.1. Вплив ринкових перетворень в енергетичній галузі на надійність електропостачання

За ринкових умов під час розгляду проблеми надійності енергопостачання перше місце має посісти споживач. Надійність самої системи електропостачання, яку оцінюють за вартісними показниками, зокрема за сумарними витратами на її забезпечення, вартістю ремонтів пошкодженого устаткування тощо, стає внутрішньою справою постачальника продукції та послуг. Для споживача важливі безперебійність, бездефіцитність і безпека надання продукції та послуг, тобто надійність саме енергопостачання.

Запроваджуючи конкурентні відносини і реформуючи електроенергетичну галузь, відповідальність за надійність електропостачання розподіляють між багатьма суб'єктами ринку, що підсилює значення координування, вироблення правил і принципів забезпечення надійності, її аналізу, синтезу та прогнозування.

Забезпечити надійність електропостачання в умовах конкурентного ринку набагато складніше, ніж у вертикально інтегрованих компаніях. Проблему надійності розглядають, враховуючи два аспекти: позицію споживача і позиції енергетичної системи. Це зумовлює доцільність початку структурування поняття «надійність» в електроенергетиці з позиції споживача. Можна запропонувати три терміни:

- надійність енергопостачання споживача;
- стійкість енергопостачання споживача;
- гарантованість енергопостачання споживача.

*Стійкість енергопостачання* – це забезпечення потрібної надійності енергопостачання споживача на тривалий період.

*Гарантованість енергопостачання* – реалізація права споживача на отримання оплачуваної енергії від постачальника в потрібному обсязі в потрібні терміни за умови подання заявки на енергопостачання та наявності відповідної угоди.

З погляду системної надійності розрізняють властивості, що забезпечують названі позиції споживача:

- надійність енергопостачання визначається надійністю функціонування системи;
- стійкість енергопостачання – стійкістю функціонування системи;
- гарантованість енергопостачання – надійністю розвитку системи.

Інший бік впливу ринкових перетворень в електроенергетиці пов'язаний з потребою в аналізі та синтезі надійності в розрізі суб'єктів ринку електроенергії.

Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) України – один з найбільших і найпотужніших комплексів національної економіки, який надає паливно-енергетичні ресурси для кожного підприємства, – охоплює єдину систему енергозабезпечення країни, сукупність процесів вироблення, перетворення, транспортування та розподілення паливно-енергетичних ресурсів.

Особливості ПЕК:

1. Взаємозамінність різних видів палива та енергії у процесі вирішення різних виробничих завдань, з якої випливає їх багатоваріантність.
2. Суміщення в часі процесів вироблення, передавання, розподілення та використання енергії, а також обмежені можливості її акумулювання, що зумовлює розв'язання складної техніко-економічної проблеми – забезпечення потрібної надійності енергопостачання, зокрема резервування енергетичних потужностей.
3. Використання разом зі звичайними видами транспорту (залізничним, водним, автомобільним) спеціальних видів транспорту: ЛЕП, розподільних, теплових мереж, газо- і нафтопроводів.
4. Органічний зв'язок енергетики та технології виробничих, побутових та інших енергоспоживальних процесів, тому під час розв'язання технічних задач, слід урахувати вплив енергоносія на технологію споживачів енергії.
5. Централізоване електропостачання всіх галузей економіки на основі електрифікації, теплофікації та газифікації країни.

З огляду на це ПЕК є природним монополістом, що ускладнює його роздержавлення, приватизацію та перехід до ринкових умов господарювання, за яких кожен учасник ПЕК прагне забезпечити отримання максимального прибутку за рахунок забезпечення надійного енергопостачання. Такий підхід дає змогу сформулювати основні концептуальні пропозиції щодо проведення інвестиційної політики в галузі забезпечення надійності енергопостачання.

Сучасні тарифи на споживану електричну та теплову енергію для різних груп споживачів часто не відображають дійсних витрат на їх вироблення і передавання до споживачів. Для одних споживачів їх значною мірою завищено, для інших – занижено. Економічне оцінювання надійності енергопостачання та ефективності заходів для забезпечення достатнього рівня надійності з використанням наявних тарифів на рівні підприємств або галузі не відповідає реальному народногосподарському ефекту.

В умовах монопольного енергетичного ринку ефективний розвиток економіки, ПЕК і електроенергетики зокрема, можна забезпечити за рахунок узгодження інтересів споживачів і виробників енергії, враховуючи економічну вартість надійного енергозабезпечення споживачів.

Суть такого узгодження полягає в тому, що інвестиційні ресурси на підвищення надійності генерування електроенергії у виробника і покращення надійності енергопостачання у споживача розглядають на ринку одночасно на єдиній основі. Інвестиції вкладають у той напрям, який забезпечує мінімальні витрати на підвищення надійності енергозабезпечення у споживача або на підвищення надійності генерації енергії. Такий підхід дає змогу забезпечити попит на енергоресурси з найменшими витратами.

Критерієм оцінювання ефективності варіанта забезпечення надійності енергопостачання споживачів може бути мінімум витрат на одиницю спожитої енергії. Цей критерій не суперечить інтересам виробників енергії (палива) і відповідає інтересам споживачів енергоресурсів.

Враховуючи, що забезпечення надійності енергопостачання здебільшого економічно ефективне, його слід розглядати як багатоваріантну альтернативу будівництву нових паливних баз, транспортних мереж палива, спорудженню нових генерувальних джерел, ліній електропередач і теплових мереж.

Оцінюють ефективність заходів для підвищення надійності електропостачання з урахуванням варіантної ефективності енергозабезпечення, тобто зіставляючи, з одного боку, витрати на підвищення надійності таких складових ПЕК як видобуток, вироблення і транспортування палива, вироблення електроенергії і передавання її до споживачів, а з іншого боку, втрати споживачів через ненадійне електропостачання; або з урахуванням вартості можливої недовідпущеної електричної енергії у разі перерви електропостачання з вини постачальника.



Електронергетичні системи постійно розвиваються та вдосконалюються за рахунок заходів підвищення надійності та застосування новітніх технологій. Ефективність варіантів можна порівнювати, враховуючи вартість заходів на розвиток і функціонування генерувальних потужностей електричних мереж з однієї сторони та збитки споживачів від недовідпуску електроенергії для кожного її споживача з іншої сторони.

Створення ринку електричної енергії в Україні було розпочато у 1995 р., коли функції з вироблення, передавання та постачання електричної енергії було поділено між окремими учасниками – юридичними особами, окреслено засади створення в державі конкурентного ринку електричної енергії. У цей же період Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) було розроблено умови та правила ліцензійної діяльності в електроенергетиці – вироблення, передавання та постачання електричної енергії, розпочато видачу енергетичним підприємствам відповідних ліцензій на окремі види виробничої діяльності.

15 листопада 1996 р. вперше проведено загальні збори учасників Оптового ринку електричної енергії України (ОРЕ), на яких було укладено багатосторонню угоду між членами ринку, в якій визначено засади регулювання відносин між членами ОРЕ, визначено основні принципи та механізми функціонування, права та обов'язки його учасників.

Головні завдання функціонування ОРЕ в Україні такі:

- упорядкування торгівлі електроенергією;
- створення умов цивілізованої конкуренції між виробниками та між постачальниками електроенергії;
- запровадження ринкових відносин в операціях купівлі-продажу електроенергії;
- формування цін на електроенергію за ринковими принципами;
- утворення прозорої системи розрахунків за електроенергію;
- забезпечення права самостійного вибору споживачем постачальника електроенергії;
- утворення бази для ефективного фінансового менеджменту в енергетичних компаніях з метою залучення стратегічних інвесторів;
- збереження єдиної енергетичної системи України;
- забезпечення фінансової стабільності електроенергетичної галузі держави.

## 12.2. Оперативне оцінювання надійності електропостачання в умовах ринкових відносин

Структурну схему оперативного оцінювання надійності функціонування ЕЕС наведено на рис. 12.1.

Система оперативного оцінювання надійності складається з таких блоків:

- система отримання даних про поточний режим;
- блок оцінювання стану;
- розрахунок усталених режимів;
- контроль обмежень усталеного режиму;
- перебір можливих змін у режимі;
- розрахунок перехідних процесів та оцінювання запасів динамічної стійкості;
- розрахунок струмів короткого замикання.

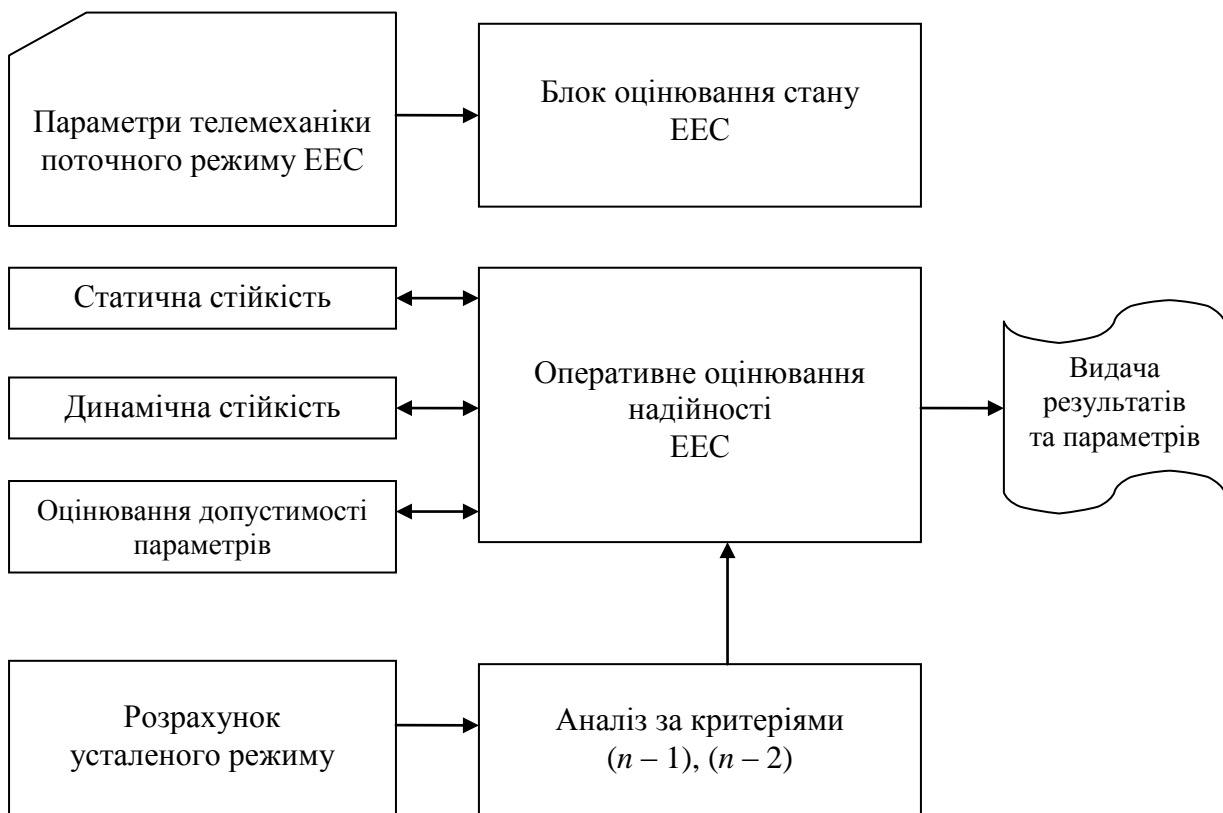


Рис. 12.1. Структурна схема оперативного оцінювання надійності функціонування ЕЕС

Об'єктом аналізу надійності є ЕЕС будь-якої конфігурації, які містять підсистему, що генерує електроенергію, передавальну і розподільну підсистеми, а також споживачів електроенергії.

*На першому етапі* аналізують надійність планованого режиму. Завдання диспетчерських служб і служб режимів – перевірити заданий режим і в разі порушень обґрунтувати неможливість застосування такого режиму та надати рекомендації щодо усунення порушень.

Щоб забезпечити роботу електроенергетичної системи або підвищити її надійність, створюють регламентований резерв щодо генерації та пропускної здатності мереж, резервують джерела електропостачання відповідальних споживачів, визначають допустимі режими експлуатації устаткування.

*На другому етапі*, під час реалізації запланованого режиму, завдання диспетчерської служби полягає в тому, щоб виконувати планові показники. У разі порушення кимось із суб'єктів ринку заданих параметрів завдання диспетчерської служби полягає в тому, щоб виявити винуватця, вжити заходів для нормалізації режиму, спробувати звести до мінімуму відхилення параметрів від планових показників для інших учасників ринку. Диспетчерська служба має виконувати і традиційні функції: перемикання, опрацювання заявок на ремонт устаткування, ліквідацію аварій тощо.

З огляду на це, надійність – основний критерій під час реалізації режиму, оскільки від її забезпечення залежить виконання основних планових показників. Щоб уникнути виникнення аварійних ситуацій, потрібно постійно аналізувати поточний режим й оцінювати його надійність. Причому в загальному випадку іноді недостатньо аналізувати виходи параметрів режиму за межі заданих діапазонів або порівнювати їх із попередньо визначеними типовими режимами. Такий підхід можна застосувати лише тоді, коли всі режими мають досить великий запас стійкості. За ринкових умов цього ніхто не може гарантувати, тому аналіз надійності слід провадити, враховуючи фактичний режим роботи електроенергетичної системи, а також критерії надійності для поточного стану системи.

Аналізувати режими можна в такий спосіб. За допомогою пристроїв телемеханіки параметри поточного режиму передаються до диспетчерського пункту, потім блок оцінювання стану коригує параметри розрахункової моделі.

Далі поточний режим перевіряють на допустимість заданих параметрів режиму (струму, напруги), на статичну стійкість, потім – на динамічну стійкість за найбільш імовірними та небезпечними подіями. Після цього виконують різноманітні розрахунки усталених режимів для аналізу надійності за критерієм  $(n - 1)$ , а для деякого устаткування – і за критерієм  $(n - 2)$ ; можливих перехідних і аварійних режимів, щоб з'ясувати правильність налаштування РЗА і допустимість поточного режиму. За підсумками цих розрахунків для диспетчерського персоналу мають видаватися інтегральні параметри надійності поточного режиму, а в разі порушення надійності – умови виникнення аварійних ситуацій.

Для оперативного оцінювання надійності всі розрахунки мають виконуватися в автоматичному режимі. Для досягнення необхідної швидкодії можливе проведення різних розподілених розрахунків, тобто розрахунків на різних комп'ютерах, об'єднаних у локальну мережу. Різні види розрахунків можуть виконуватися з різною періодичністю.

Варто врахувати, що повністю універсальну систему оцінювання надійності побудувати неможливо. Наявна ж система вимагає ретельного налаштування, яке ґрунтується на досвіді експлуатації складових компонент загальної системи оцінювання надійності.

Слід зауважити, що загальна вартість програмних та апаратних засобів для побудови системи оперативного оцінювання надійності може виявитися досить високою порівняно з автономним програмним комплексом розрахунку усталених режимів. На вартість впливатимуть вимоги до швидкодії системи, а також розмірність розрахункової моделі. Незважаючи на це, впровадження подібних систем на диспетчерських пунктах більшості енергосистем доцільне і може мати істотний економічний ефект.

Отже, надійність електропостачання споживачів в умовах реформування ринку електричної енергії – найважливіша першочергова вимога до енергетичних систем та інших енергозабезпечувальних установок.

Надійність електропостачання ЕЕС для її споживачів визначається відношенням різниці між генеруванням електроенергії під час повного забезпечення споживачів  $E_{\text{повн}}$  і недовідпуском електроенергії внаслідок аварій та інших випадкових явищ  $E_{\text{нед}}$  до генерування електроенергії під час повного забезпечення споживачів  $E_{\text{повн}}$ :

$$H_{\text{надійн}} = \frac{E_{\text{повн}} - E_{\text{нед}}}{E_{\text{повн}}} \cdot 100 \%, \quad (12.1)$$

де  $E_{\text{повн}}$  – повний (сумарний) обсяг відпущеної електричної енергії з усіх генерувальних потужностей, кВт·год;  $E_{\text{нед}}$  – сумарний недовідпуск електричної енергії для всіх споживачів ЕЕС, кВт·год.

Доцільно розраховувати цей показник надійності електропостачання для ЕЕС як інтегральний  $H_{\text{надійн}}^{\text{рік}}$  на інтервалі в один рік, тоді маємо:

$$H_{\text{надійн}}^{\text{рік}} = \frac{E_{\text{повн}}^{\text{рік}} - E_{\text{нед}}^{\text{рік}}}{E_{\text{повн}}^{\text{рік}}} \cdot 100 \%. \quad (12.2)$$

Недовідпущена електрична енергія – це різниця між обсягом електричної енергії, який мав бути поставлений споживачеві у певний період відповідно до договору, і фактично отриманим, що виникла в результаті перерв та обмежень в електропостачанні, зокрема в разі відключень.

Категорійність струмоприймачів споживача за надійністю електропостачання встановлено відповідно до чинних нормативних документів. Розрахункове навантаження для кожної категорії струмоприймачів встановлено окремо, а перелік струмоприймачів першої категорії надано у «Правилах улаштування електроустановок».

Електропередавальна організація під час підготовки технічних умов на підключення електроприймача до системи електропостачання має керуватися принципами надійності електропостачання згідно з категорійністю струмоприймачів, зазначеною у заяві на приєднання.

Договір про постачання електричної енергії з кожним електроспоживачем містить істотні та обов’язкові для цього виду угод умови:

1. Договірні (граничні) значення споживання електроенергії, електричної потужності для об’єктів потужністю 150 кВА і більше, та порядок їх погодження сторонами;
2. Режими постачання;
3. Значення показників якості електричної енергії;
4. Узгоджений рівень надійності електропостачання за категорією надійності.

У разі отримання від споживача повідомлення про відхилення показників якості електричної енергії від договірних значень сторони у дводенний термін мають організувати спільні вимірювання, проаналізувати їх та оформити двосторонній акт про постачання неякісної електричної енергії.

Якщо параметри якості електричної енергії не відповідають показникам, передбаченим договором про постачання електричної енергії, внаслідок дій (бездіяльності) постачальника електричної енергії, споживач має право на відшкодування відповідно до законодавства України за розрахунковий період, у якому виконувалися заміри.

З метою підвищення електропередавальною організацією надійності та якості надання послуг з постачання електричної енергії Національною комісією регулювання електроенергетики України (НКРЕ) постановою від 17 лютого 2011 року № 232 затверджено форми звітності № 17-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 18-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг», а також інструкції щодо їх заповнення.

В інструкції щодо заповнення форми звітності № 17-НКРЕ відповідні терміни вживаються в такому значенні:

- *перерва в електропостачанні* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам без їх від'єднання від мережі;
- *початок перерви в електропостачанні* – зафіксований час надходження від споживачів, засобів телемеханіки або персоналу ліцензіата першого сигналу про перерву в електропостачанні;
- *кінець перерви в електропостачанні* – зафіксований час відновлення електропостачання ліцензіатом усім споживачам, відключеним унаслідок перерви в електропостачанні;
- *коротка перерва в електропостачанні*– перерва в електропостачанні, яка триває від часу спрацювання автоматичного вводу резервного живлення до 3 хвилин;
- *довга перерва в електропостачанні*– перерва в електропостачанні, тривалість якої від 3 хвилин і більше;

- *запланована перерва* – знеструмлення частини мережі та обладнання, здійснене ліцензіатом з метою проведення планового ремонту або для обслуговування електричних мереж. До зазначених перерв не відноситься відключення споживача відповідно до пункту 35 Правил користування електричною енергією для населення, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 26.07.99 р. № 1357, та припинення (повне або часткове) постачання електричної енергії споживачу, виконане згідно з пунктом 7.5 глави 7 Правил користування електричною енергією, затверджених постановою НКРЕ від 31.07.96 р. № 28, зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 02.08.96 р за № 417/1442. Перерва вважається запланованою, якщо є відповідне документальне підтвердження:

- *запланована перерва без попередження споживачів* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов’язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів не було повідомлено за добу, що передувала зазначеній перерві в електропостачанні;

- *запланована перерва з попередженням споживачів* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов’язане з ремонтом або обслуговуванням електричних мереж, про яке споживачів було повідомлено не пізніше ніж за добу, що передувала зазначеній перерві в електропостачанні. Перерва вважається запланованою з попередженням, якщо є відповідне документальне підтвердження, що споживачі були повідомлені про перерву в електропостачанні;

- *незапланована (аварійна) перерва* – тимчасове припинення постачання електричної енергії споживачам, пов’язане зі знеструмленням частин електромереж унаслідок вини інших ліцензіатів (енергопідприємств) або споживачів, форс-мажорних обставин, вини інших осіб, виникнення технологічних порушень в електромережах ліцензіата;

- *перерва з вини інших ліцензіатів або споживачів* – перерва в електропостачанні, яка виникла в мережах ДП «НЕК «Укренерго», суміжних ліцензіатів або з вини споживачів. Вина ліцензіатів або споживачів має бути документально підтверджена;

- *перерва з вини інших осіб* – перерва, що виникла не з вини ліцензіата чи споживача. Зазначена перерва має бути документально підтвердженою;



- *перерва з причини технологічних порушень у мережах компанії* – усі перерви, спричинені відмовою в роботі електротехнічного обладнання компанії, та всі перерви, причини виникнення яких залишилися невиявленими;

- *перерва внаслідок форс-мажорних обставин* – перерва внаслідок виникнення надзвичайної і непереборної за наявних умов сили, дію якої неможливо попередити застосуванням високопрофесійної практики персоналу та яка може бути викликана винятковими погодними умовами і стихійним лихом (ураган, буря, повінь, нагромадження снігу, ожеледь, землетрус, пожежа, просідання і зсув ґрунту) та іншими непередбаченими ситуаціями. Виникнення форс-мажорних обставин має бути документально підтверджено.

- *точка продажу електричної енергії* – межа балансової належності електроустановок споживача, на якій відбувається перехід права власності на електричну енергію.

Згідно із зазначеними документами надійність електропостачання споживача характеризується такими показниками:

1. Індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIDI) розраховується за формулою (12.3) як відношення сумарної тривалості відключень точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні за звітний період до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n} \quad \text{хв}, \quad (12.3)$$

де:  $t_i$  – тривалість  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;  $n_i$  – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;  $k$  – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;  $i$  – номер довгої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3 \dots k$ ;  $n$  – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

2. Індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIFI) розраховується за формулою (12.4) як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}, \quad (12.4)$$

де:  $n_i$  – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;  $k$  – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітної періоду;  $i$  – номер довгої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots k$ ;  $n$  – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

3. Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (далі – *MAIFI*) розраховується за формулою (12.5) як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх коротких перерв в електропостачанні протягом звітної періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (12.5)$$

де:  $n_j$  – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті  $j$ -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;  $r$  – кількість коротких перерв у електропостачанні протягом звітної періоду;  $j$  – номер короткої перерви в електропостачанні,  $j = 1, 2, 3, \dots r$ ;  $n$  – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

4. Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (далі – *ENS*) розраховується за формулою (12.6) як сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги:

$$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^z \times t_i \times Q^z}{43800}, \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (12.6)$$

де:  $z$  – ознака рівня напруги та відповідної території (0,4 кВ – міський (сільський) населений пункт, 6-20 кВ – міський (сільський) населений пункт, 27,5-35 кВ, 110/154 кВ);  $i$  – номер довгої перерви в електропостачанні ( $i = 1, 2, 3, \dots k$ );  $n_i^z$  – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок  $i$ -го довгого переривання з  $z$ -ю ознакою рівня напруги та відповідної

території, шт.;  $t_i$  – тривалість  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні, хв.;  $Q^z$  – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з  $z$ -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год; 43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилинах.

### 12.3. Економічне оцінювання збитків через зниження надійності електропостачання

Надамо економічну оцінку загальних збитків від перерв електропостачання споживачів. Загальні збитки  $Z_{\text{надійн}}$  містять дві складові:

$$Z_{\text{надійн}} = Z_{\text{спож}} + Z_{\text{ЕЕС}}, \quad (12.7)$$

де  $Z_{\text{спож}}$  – економічні збитки у споживачів електроенергії, грн;  $Z_{\text{ЕЕС}}$  – економічні збитки в ЕЕС, грн.

Збитки споживачів  $Z_{\text{спож}}$  складаються з двох частин:

$$Z_{\text{спож}} = Z_{\text{прям}} + Z_{\text{дод}}, \quad (12.8)$$

де  $Z_{\text{прям}}$  – прямі або безпосередні збитки, грн;  $Z_{\text{дод}}$  – додаткові збитки, грн.

*Прямі збитки* споживачів спричинено простоем робітників, браком продукції, псуванням сировини, поломкою інструментів і устаткування, підвищеним рівнем спрацювання устаткування.

Тривалість простою  $T_{\text{пр}}$  зазвичай більша, ніж час перерви  $T_{\text{перер}}$  електропостачання через ненадійність ЕЕС:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{перер}} + \Delta T, \quad (12.9)$$

де  $T_{\text{перер}}$  – час перерви в електропостачанні через ненадійність ЕЕС, год;

$\Delta T$  – перевищення простою устаткування порівняно з часом перерви в електропостачанні.

Так, наприклад, на вугільних шахтах перерва електропостачання на 30 хвилин призводить до переривання технологічного процесу на три години і більше у зв'язку з виведенням шахтарів з шахти, включенням вентиляторів, перевіркою загазованості вугільних штретків, поверненням шахтарів до вугільних лав.

*Додаткові збитки* у споживачів зумовлені неповним використанням виробничих фондів у разі безперервних виробництв, додатковими витратами на заробітну плату персоналу для компенсації недовироблення продукції тощо.

Збитки в енергосистемі визначається витратами на аварійний ремонт устаткування, перевищенням витрат палива на електричних станціях, неповним використанням персоналу енергосистем. Частка збитків енергосистеми в загальних збитках зазвичай не перевищує 5 %.

Розмір економічних збитків споживачів залежить від поєднання великої кількості випадкових подій, тому від його значення залежить математичне сподівання збитків за розрахунковий період. Кількісно оцінити збитки можна, використовуючи теорію ймовірностей, дані статистики за допомогою спеціальних програмних продуктів.

Аналіз умов виробництва на підприємстві показує, що збитки можна подати як модель, що складається з двох частин:

- збитки, які заподіяні у момент перерви електропостачання та залежать від значення недовідпущеної потужності;
- збитки, які залежать від тривалості перерви в електропостачанні та величини недовідпущеної електричної енергії.

Розмір загальногалузевих збитків  $Z_{\text{гал}}$  можна визначити як

$$Z_{\text{гал}} = \overline{P}_1 \Delta P + \overline{P}_2 \Delta E, \quad (12.10)$$

де  $\overline{P}_1, \overline{P}_2$  – питомі показники збитків від недовідпущеної потужності (грн/кВт) і електричної енергії (грн/кВт·год) відповідно;  $\Delta P, \Delta E$  – значення величини недовідпущеної електричної потужності та енергії (кВт і кВт·год) відповідно для всіх споживачів.

Слід зауважити, що характеристика збитків змінюється для різних підприємств як за значенням, так і за структурою. Такі підприємства, як металургійний комбінат, трубопрокатний завод, мають порівняно високі показники питомих збитків. Для інших виробництв перерва в електропостачанні спричиняє порівняно малий збиток і не загрожує здоров'ю працівників.

Аналізуючи збитки від невідпуску електричної енергії та потужності, слід урахувати, що на багатьох промислових підприємствах можна виокремити цехи та дільниці, перерва в електропостачанні яких призводить до більших економічних збитків, ніж в інших цехах.

Забезпечення цим цехам і ділянкам вищого ступеня надійності електропостачання дає змогу з невеликими додатковими капітальними витратами суттєво зменшити збитки від перерв в енергопостачанні підприємств.

Збитками від недостатньої надійності технологічної чи будь-якої іншої системи вважають середні щорічні додаткові витрати, яких зазнає енергетичне підприємство, понад витрати на нормальну експлуатацію об'єкта.

Економічні збитки на підприємстві можуть виникнути як у разі неправильної експлуатації підприємством власних об'єктів, так і в разі відключення електроенергії, несвоєчасного постачання суміжниками комплектувальних виробів тощо. Найчастіше виникають претензії підприємств до постачальників електричної енергії, що спричиняють зупинки чи перерви виробничої діяльності підприємств або зниження їх техніко-економічних показників.

Витрати, зумовлені аварійною або запланованою перервою в електропостачанні, слід розглядати як середні додаткові щорічні витрати, що несе підприємство, понад витрати на нормальну експлуатацію виробництва.

Економічні збитки – лише частина загальних збитків, які мають ще й екологічні, соціальні та інші складові, не завжди оцінювані у грошовому виразі.

Причини економічних збитків – це простої, неповне використання виробничих потужностей, непродуктивні витрати або знищення ресурсів, зниження якості продукції, надмірні витрати під час виробництва продукції.

Економічні збитки в електроенергетичній системі складається з витрат на аварійний ремонт (відновлення), вартості додаткових втрат електроенергії, пов'язаних із відхиленням режиму електричної мережі від номінального, вартості палива на запуск енергоблоків під час зупинення агрегатів електростанцій, витрат на демонтаж і транспортування на ремонтний завод устаткування, витрат на утримання резервного устаткування, простоїв устаткування і персоналу, недовідпущення електроенергії споживачам у разі раптового відключення.

Розраховують збитки від запланованого відключення електроенергії і від раптової перерви в електропостачанні за однаковою методикою, проте на практиці їх значення суттєво відрізняються, оскільки у разі раптового відключення значно більший час відновлення працездатності електричних мереж та електроустаткування  $\tau(l, k)$ .

Математичне сподівання збитків  $Z_s$  одного  $s$ -го підприємства від перерви в електропостачанні через ЕЕС згідно із запропонованою методикою розраховують за формулою

$$Z_s = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{l=1}^{N_l} \Lambda(l, k) \cdot z_n(l) + 8760 \cdot z_t(l) \tau(l, k), \quad (12.11)$$

де  $k = 1, 2, 3, \dots, N_k$ ;  $l = 1, 2, 3, \dots, N_l$ ,  $Z_s$  – річне значення збитку  $s$ -го підприємства через перерву в електропостачанні від ЕЕС, грн;  $N_k$  – кількість видів аварій;  $N_l$  – кількість споживачів електричної енергії на одному підприємстві;  $\Lambda(l, k)$  – частота аварій  $k$ -го виду з відключенням  $l$ -го споживача електричної енергії на  $s$ -му підприємстві, 1/год;  $z_n(l)$  – питомий збиток на одну перерву в електропостачанні  $l$ -го споживача електричної енергії на  $s$ -му підприємстві, грн;  $z_t(l)$  – питомі збитки на одну годину перерви  $l$ -го споживача електричної енергії на  $s$ -му підприємстві, грн/год;  $\tau(l, k)$  – середній час відновлення електропостачання  $l$ -го споживача електричної енергії на  $s$ -му підприємстві за  $k$ -го виду з відключення, год; 8760 – кількість годин у одному році.

Аналогічне співвідношення можна отримати для збитків через перерви в електропостачанні для всіх підприємств (споживачів), що отримують електричну енергію від електроенергетичної системи

$$Z_{\text{ЕЕС}} = \sum_{s=1}^{N_s} Z_s. \quad (12.12)$$

За ринкових відносин, коли кожен учасник ринку прагне отримати максимальний прибуток, виявлення ефективних способів підвищення надійності електропостачання заслуговує особливої уваги. Це дає змогу сформулювати основні концептуальні пропозиції щодо проведення інвестиційної політики в галузі надійного енергопостачання.

Сучасні тарифи на електроенергію та паливо для різних груп споживачів часто не відображають дійсних витрат на їх виробництво і пересилання до споживачів. Для одних споживачів тарифи завищено значною мірою, для інших – занижено. Оцінювання ефективності заходів щодо забезпечення достатнього рівня надійності електропостачання з використанням таких тарифів на рівні підприємств або галузі не відповідає реальному ефекту.

В умовах енергетичного ринку ефективний розвиток економіки та енергетики можна забезпечити шляхом узгодження інтересів споживачів і виробників енергії. Суть такого узгодження полягає в тому, що інвестиційні ресурси генерування електричної енергії та економічні збитки через ненадійне електропостачання у споживача розглядають одночасно на єдиній основі. Інвестиції вкладають у той напрям, який забезпечує мінімальні витрати на підвищення надійності електропостачання або на заплановане зменшення економічних збитків у споживачів електричної енергії. Такий підхід дає змогу забезпечити попит на енергоресурси з найменшими витратами.

Критерієм оцінювання ефективності варіанта забезпечення енергоресурсом споживачів буде мінімум витрат на одиницю енергії. Цей критерій не суперечить інтересам виробників енергії та палива і задовольняє інтереси споживачів енергоресурсів.

Враховуючи, що у багатьох випадках підвищення надійності електропостачання може бути економічно ефективним, його слід розглядати як додаткове будівництво нових паливних баз і засобів транспортування палива, спорудження нових генерувальних джерел, ЛЕП або їх модернізацію чи реконструкцію.

Розрахункові формули для оцінювання ефективності заходів щодо підвищення надійності електропостачання в цьому випадку можна вивести, виходячи з ефективності варіантів енергозабезпечення, зіставляючи, з одного боку, витрати на видобування, виробництво і транспортування палива, виробництво електричної енергії та її транспортування до споживачів; з другого боку – економічні збитки у виробників продукції (послуг) у разі відмов або перерв електропостачання. Для енергосистем, що розвиваються, ефект від підвищення надійності енергопостачання охоплюватиме витрати на розвиток і функціонування генерувальних потужностей та електричних мереж з урахуванням економічних збитків у споживачів-виробників продукції.

Критерієм економічного оцінювання ефективності впровадження заходів для підвищення надійності електропостачання можна вважати інтегральний ефект  $E_{\text{інт}}$  або чистий дисконтований дохід за розрахунковий період, який обчислюють за формулою

$$E_{\text{інт}} = \sum_{t=0}^T (R_t - B_t) \frac{1}{(1 + E_t)^t}, \quad (12.13)$$



де  $T$  – горизонт розрахунку;  $t$  – номер кроку розрахунку;  $R_t$  – результати, які досягнуто на  $t$ -му кроці розрахунку;  $B_t$  – витрати для реалізації заходів щодо підвищення надійності електропостачання на  $t$ -му кроці розрахунку;  $E_t$  – норма дисконтування на  $t$ -му кроці розрахунку.

Додатковими критеріями ефективності можуть бути індекс прибутковості, внутрішня норма прибутковості, термін окупності капіталовкладень та інші показники. Витрати  $B_t$  щодо підвищення надійності на розвиток і функціонування паливно-енергетичного комплексу для виробництва та пересилання споживачам електричної енергії містять такі складові:

$$B_t = B^{\text{ген}} + B^{\text{транс}} + B^{\text{пал}} + B^{\text{дод}}, \quad (12.14)$$

де  $B^{\text{ген}}$  – витрати на розвиток генерувальних потужностей;  $B^{\text{транс}}$  – витрати на розвиток транспортування електричної енергії (електричні мережі);  $B^{\text{пал}}$  – витрати на паливо з урахуванням розвитку паливних баз, транспорту та перероблення палива;  $B^{\text{дод}}$  – додаткові витрати під час виконання заходів для підвищення надійності.

Як результуючий ефект  $R_t$  від реалізації заходів щодо підвищення надійності електропостачання беруть вартість додатково виробленої продукції, наданих послуг, додатково проданої електроенергії  $W$  у результаті зменшення кількості недовідпущеної електричної енергії на  $W$  одиниць.

Витрати на розвиток і функціонування електрогенерувальних потужностей визначаються рівнем встановленої потужності  $N$  за формулою

$$N = \frac{W}{h(1 - \alpha_{\text{сн}})(1 - \gamma_{\text{втр}})}, \quad (12.15)$$

де  $W$  – кількість додатково наданої та спожитої електричної енергії в результаті заходів для підвищення надійності електропостачання;  $h$  – кількість годин використання встановленої потужності електричної станції типу ТЕС, год;  $\alpha_{\text{сн}}$  – частка витрат електричної енергії на особисті потреби ТЕС;  $\gamma_{\text{втр}}$  – відносні втрати електричної енергії в електричних мережах.

Витрати  $B^{\text{ген}}$  для електроенергетичної системи з електростанціями ТЕС можна розрахувати так:

$$B^{\text{ген}} = K^N + B^{\text{пос}} + B^{\text{пал}} = K^P + (B^{\text{рем}} + B^{\text{ЗП}} + B^{\text{заг}} + B^{\text{екол}} + B^{\text{рес}} + B^{\text{сист}} + B^{\text{кред}}) + B^{\text{пал}}, \quad (12.16)$$

де  $K^P$  – капіталовкладення на спорудження або розвиток електростанцій типу ТЕС потужністю  $P$ ;  $B^{\text{пос}}$  – умовно постійні витрати на ТЕС;  $B^{\text{пал}}$  – паливна складова витрат;  $B^{\text{рем}}$  – витрати на капітальний та поточний ремонт;  $B^{\text{ЗП}}$  – витрати на заробітну плату;  $B^{\text{заг}}$  – загальностанційні витрати на ТЕС;  $B^{\text{екол}}$  – екологічна складова витрат або плата за шкідливі викиди;  $B^{\text{рес}}$  – плата за використання природних ресурсів та землю;  $B^{\text{сист}}$  – системна складова витрат (податки, платежі, податок на прибуток тощо);  $B^{\text{кред}}$  – щорічні платежі за кредитними відсотками та кредитами.

Оцінювання витрат на паливо для забезпечення приросту його потреби – досить трудомістке завдання, що вимагає оптимізації паливної бази країни.

Витрати на розвиток і функціонування транспорту електроенергії можна записати у вигляді

$$B^{\text{транс}} = K^{\text{транс}} + B^{\text{транс}W}, \quad (12.17)$$

де  $K^{\text{транс}}$  – капітальні витрати на розвиток ЛЕП;  $B^{\text{транс}W}$  – сумарні експлуатаційні витрати на транспортування електричної енергії до споживачів енергосистеми.

Витрати на розвиток ЛЕП можна приблизно оцінити за співвідношенням витрат на розвиток генерувальних потужностей і ЛЕП на основі фактичних за минулі роки або проектних даних на перспективу.

Подана методика оцінювання ефективності заходів для підвищення надійності електропостачання дає змогу розглядати категорію надійності як невід’ємну частину аналізу функціонування паливно-енергетичного комплексу та оцінювати її ефективність.

## ПІДСУМКИ

### Необхідно зрозуміти:

1. За ринкових умов при розгляді проблеми надійності електропостачання перше місце має посісти споживач електроенергії.
2. Під час аналізу надійності електропостачання необхідно враховувати особливості структури паливно-енергетичного комплексу.
3. Критерієм оцінювання ефективності забезпечення надійності електропостачання споживачів може бути мінімум витрат на одиницю спожитої електричної енергії.

4. Принципову різницю між збитками від перерв електропостачання споживачів та економічними збитками в електроенергетичній системі.

5. Чому в умовах енергетичного ринку ефективний розвиток економіки та енергетики можна забезпечити шляхом узгодження інтересів споживачів та виробників електроенергії.

**Треба вміти:**

1. Дати чітке структурування поняття «надійність» в електроенергетиці з позиції споживача.

2. Сформулювати головні завдання функціонування ринку електричної енергії в Україні.

3. Навести та проаналізувати структурну схему оперативного оцінювання надійності електропостачання в ринкових умовах.

4. Визначати складові економічних збитків в електроенергетичній системі.

5. Записати та проаналізувати критерій економічного оцінювання ефективності впровадження заходів для підвищення надійності електропостачання.

**Слід запам'ятати, що:**

1. Забезпечити надійність електропостачання в умовах конкурентного ринку набагато складніше, ніж у вертикально інтегрованих компаніях.

2. Порушення електропостачання може бути спричинено дефіцитом генерувальної потужності, аварійністю ліній електропередачі, дефіцитом енергоресурсів.

3. Оптимальне значення резерву відповідатиме умові рівності між розмірами приросту капітальних витрат і зниження економічних збитків споживачів.

4. Тривалість простою зазвичай більша, ніж час перерви електропостачання у зв'язку з необхідністю відновлення технологічного процесу споживача.

5. Збитки в ЕЕС визначаються витратами на аварійний ремонт устаткування, перевищенням витрат палива на ТЕС, неефективним поточкорозподілом у мережі.

### **Контрольні запитання і завдання для самостійної роботи**

1. Наведіть особливості функціонування ПЕК України в сучасних умовах.
2. Яким чином ринкові перетворення в енергетичному секторі України впливають на надійність роботи енергосистем?
3. Яка мета створення в Україні ринку електричної енергії?
4. Які складові системи оперативного оцінювання надійності в енергетиці?
5. Як виконують економічне оцінювання збитків від порушення електропостачання?
6. Наведіть основні способи підвищення надійності роботи електроенергетичних систем України.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ТА РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1997. – 46 с.
2. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 92 с.
3. ДСТУ 2862-94. Методи розрахунку показників надійності техніки. Загальні вимоги : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 38 с.
4. ДСТУ 2864-94. Надійність техніки. Експериментальне оцінювання та контроль надійності : Видання офіційне. – Київ : Держстандарт України, 1995. – 31 с.
5. ГОСТ 27.410-87. Надежность в технике. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний на надежность. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002. – 78 с.
6. РД 50-690-89. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. Методические указания. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 133 с.
7. ГНД 34.09.453-2003 Розрахунок показників надійності для електростанцій, теплових мереж та енергокомпаній. Методика. Затв. Наказом Мінпаливенерго України від 23.12.2003 р. № 782. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2004. – 42 с.
8. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Затв. Наказом Міненерговугілля України від 04.08.2014 р. № 543. – Київ : НТЦЕ НЕК «Укренерго», 2014. – 64 с.
9. СОУ-Н МEB-40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Затв. Наказом Міненерговугілля України від 23.07.2012 р. № 539. – Київ : НТЦЕ НЕК «Укренерго», 2012. – 38 с.
10. Биллингтон Р. Оценка надежности электроэнергетических систем / Р. Биллингтон, Р. Аллан : монография / пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с. – ISBN 5-283-02433-4.
11. Вентцель Е. С. Теория вероятностей : монография / Е. С. Вентцель – М. : Наука, 1969. – 576 с.

12. Гук Ю. Б. Анализ надежности электроэнергетических установок : монография / Ю. Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с. – ISBN 5-283-04387-8.
13. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике : учеб. пособие / Ю. Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с. – ISBN 5-283-04432-7.
14. Гук Ю. Б. Расчет надежности схем электроснабжения : монография / Ю. Б. Гук, М. М. Синенко, В. А. Тремясов. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 198 с.
15. Журахівський А. В. Надійність електричних систем і мереж : навч. посіб. / А. В. Журахівський, Б. М. Кінаш, О. Р. Пастух. – Львів: Вид-во Львів. політехніки, 2012. – 280 с. – ISBN 978-617-607-293-5.
16. Зорин В. В. Надежность систем электроснабжения : учеб. пособ. / В. В. Зорин, В. В. Тисленко, Ф. Клеппель и др. – Киев : Вища школа, 1984. – 192 с.
17. Зорін Є. В., Казанський С. В., Олефір Д. О. Забезпечення надійної роботи ОЕС України – нагальна потреба сучасності // Електропанорама. – № 4, 7-8, – 2007. – С. 86–91.
18. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем : навч. посіб. / С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, Б. М. Сердюк. – Київ.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.
19. Казанський С. В. Забезпечення надійності електропостачання в умовах енергоринку // Електропанорама. – № 9. – 2009. – С. 52–54.
20. Казанский С. В. Расчет надежности структурных схем электрических станций в условиях функционирования рынка электрической энергии / С. В. Казанский, Ю. П. Матеенко, А. С. Лунин // Энергетика: економіка, технології, екологія // Міжфак. наук. вид. – Київ. : НТУУ КПІ, 2015, № 3.
21. Кириленко О. В. Аналіз надійності функціонування електроенергетичних об'єктів : монографія / О. В. Кириленко, Б. М. Кінаш, В. І. Гудим – Київ., 2008.– 224 с. – ISBN 966-95419-2-1.
22. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем: учебное пособ. / В. Г. Китушин. – М. : Высш. школа, 1984. – 256 с.
23. Китушин В. Г. Режимная управляемость и методический подход к оценке ее показателей // Энергетика и транспорт. – 1991. – № 6.

24. Кощеев Л. А. Оценка эффективности мероприятий противоаварийного управления // Вопросы надежности при эксплуатации и управлении развитием энергосистем : Сб. науч. трудов НИИПТ. – 1986. – С. 24–34.
25. Лисовский Г. С. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35–750 кВ : монография / Г. С. Лисовский, М. Е. Хейфиц / под ред. М. Е. Хейфица. – М. : Энергия, 1977. – 464 с.
26. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС : учеб. пособ. / Под ред. А. М. Андрющенко. – М.: Высшая школа, 1991. – 303 с. – ISBN 5-06-001752-4.
27. Непомнящий В. А. Учет надежности при проектировании энергосистем : монография / В. А. Непомнящий. – М.: Энергия, 1978. – 200 с.
28. Дубицкий М. А. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах : монография / М. А. Дубицкий, Ю. Н. Руденко, М. Б. Чельцов. – М.: Энергоиздат, 1988. – 272 с.
29. Прусс В. Л. Повышение надежности сельских электрических сетей : монография / В. Л. Прусс, В. В. Тисленко. – Л. : Энергоатомиздат, 1989. – 208 с. – ISBN 5-283-04459-9.
30. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем : монография / М. Н. Розанов. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.
31. Розанов М. Н. Управление надежностью электроэнергетических систем : монография / М. Н. Розанов. – Новосибирск: Наука, 1991. – 207 с.
32. Руденко Ю. Н. Надежность систем энергетики : монография / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков. – М.: Наука, 1986. – 252 с. – ISBN 5-02-028747-4.
33. Руденко Ю. Н. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования : монография / Ю. Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, 1974. – 264 с.
34. Свешников В. И. Оптимизация надежности электрических сетей энергосистем: монография / В. И. Свешников. – Новочеркасск: НПИ, 1989. – 88 с.
35. Фокин Ю. А. Надежность и эффективность сетей электрических систем : учеб. пособ. – М.: Высш. шк., 1989. – 151 с. – ISBN 5-06-000455-4.
36. Эдрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах : монография / пер. с англ. / Под ред. Ю. Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.



## ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

Аварія 124, 125, 251, 264, 310, 361, 362, 420  
Автоматика 41, 360  
Аналіз надійності 16, 169, 229, 317, 330  
Безпека 16, 45  
Безвідмовність 44, 45, 63  
Випадкова величина 65, 99  
Відмова 25, 47, 48, 65, 102, 162, 231, 238, 259, 262, 331, 361, 400  
Відновлення 26, 38, 45, 51, 65, 80, 105, 142, 162, 224  
Властивості надійності 16, 33, 44  
Граф 109, 170, 182, 262  
Графік навантажень 225, 226, 336, 392  
Граничний стан 42, 45  
Дефіцит потужності 223, 228, 278, 331  
Дерево відмов 238, 204, 305  
Довговічність 44, 45  
Електроенергетична система 15, 42  
Електрична мережа 15, 61  
Електростанція 70, 160, 283  
Елемент 16, 62, 75, 103, 105  
Енергопостачання 70, 268, 402  
Живучість 26, 45  
Задачі оптимізації надійності 119  
Збитки 19, 119  
З'єднання елементів 149  
    паралельне 149  
    послідовне 199  
Ймовірність 25, 53, 161, 409  
    події 65  
    безвідмовної роботи 137, 140  
    відмови 25, 53, 72, 108, 347  
Інтенсивність 53  
    відмов 53, 81  
    відновлення 55, 106, 190  
Коефіцієнт 52, 86  
    готовності 56, 114  
    оперативної готовності 56  
    технічного використання 56, 283

Керування 15, 20, 188, 205, 330, 365, 400, 412  
розвитком 20, 365  
Критерій 52, 86, 248  
Локалізація аварій 409  
Метод 174  
аналізу надійності 235, 236  
аналітичний 304  
декомпозиції 174  
логіко-аналітичний 304  
логіко-ймовірнісний 238, 243  
статистичного моделювання 168, 331  
таблично-логічний 253, 257  
Модель 33, 97, 442  
Надійність 16  
аналіз 16, 18, 169, 229  
забезпечення 15, 57, 64, 118, 125  
рівень 19, 64, 135, 393, 436  
режимна 33  
Неробочий стан 18, 47, 104, 181, 239  
Нормування надійності 20, 56, 64, 95  
Оцінювання 33, 50  
надійності 33, 95, 146  
збитків 29, 441  
Об'єкт 16, 44, 91, 288  
Оптимізаційні задачі надійності 22, 118, 215  
Параметр потоку відмов 55, 142, 166, 224  
Пошкодження 24, 50, 68, 124  
Показник 50  
комплексний 50, 51  
одиничний 51  
Переріз мінімальний 181, 182  
Потік відмов 79  
Подія 47, 50, 64, 238, 305  
Перетворення 64, 169, 319, 322  
Прогнозування 20, 429  
Проектування 21, 64, 118, 204, 244, 258  
Примусові відключення 146, 158  
Розподіл імовірностей 71, 73, 226

Робочий стан 18, 47, 104, 181, 239  
Розрахункова схема 148, 152, 162, 245, 319  
Режим 22, 25, 57, 58, 124, 125  
Резерв 39, 59, 60, 68, 370  
    аварійний 60, 270  
    потужності 39, 59, 371  
    навантажувальний 377  
    навантажений 57  
    експлуатаційний 61  
    оперативний 37, 60, 370  
    ремонтний 370, 383  
Резервування 26, 35, 57, 58, 133, 238  
Резервний елемент 57  
Ремонти 117, 172, 272, 295, 371  
    планові 154, 157, 163, 186, 235  
    аварійно-відновлювальні 218  
Середній час 45, 97, 126, 258  
    відновлення 106, 151, 224  
    безвідмовної роботи 126  
Середній збиток 311, 441  
Статистичні дані 82, 113, 389  
Статистичний аналіз  
Стан граничний 42, 45  
Система електроенергетична 42  
Середній час відновлення 106, 152, 224  
Технічна діагностика 129  
Технічне обслуговування 39  
Термінологічна система 43  
Термін служби 52, 219  
Тривалість 45, 55, 91, 114  
    відновлення 52, 142, 145, 152  
    технічного обслуговування 52  
Умови аналізу 160  
Установка 98, 223, 277, 421  
Функція розподілу 15, 53, 73, 98  
Час відновлення 55, 65, 105, 152, 224, 298, 443

Навчальне видання

**Журахівський** Анатолій Валентинович  
**Казанський** Сергій Володимирович  
**Матеєнко** Юрій Петрович  
**Пастух** Олена Романівна

# **Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж**

**Підручник**

*В авторській редакції  
Комп'ютерна верстка авторська*

Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут  
імені Ігоря Сікорського»  
Свідоцтво про державну реєстрацію: серія ДК №5354 від 25.05.2017 р.  
Просп.. Перемоги, 37, Київ, 03056

Темплан 2017 р., поз. 1-1-005

Підп. до друку 27.11.2017. Формат 60x84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Папір офс. Гарнітура Times.  
Спосіб друку – різнографія. Ум.друк.арк 26,5. Обл.-вид. арк. 44,8. Наклад 300 пр.  
Зам. №17-157.

---

Видавництво «Політехніка» КПІ ім. Ігоря Сікорського  
Вул.. Політехнічна, 14, корп. 15  
Київ, 03056  
Тел.. (044) 204-81-78